

**UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID**  
**ESCUELA POLITECNICA SUPERIOR**



**DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**PROYECTO FIN DE CARRERA**

Ingeniería Técnica Industrial, Electrónica Industrial

**Cobertura Probabilística de la Demanda a  
Largo Plazo en Sistemas Eléctricos.**

**AUTOR:** Beatriz Marín Jorge

**TUTOR:** Fernando Soto Martos

Leganés, 03 de febrero de 2010

## **RESUMEN**

En este proyecto, se estudia la cobertura de la demanda a medio y largo plazo en un Sistema Eléctrico Insular o Extrapeninsular (SEIE).

Inicialmente se da repaso a la estructura de los sistemas eléctricos: generación, redes eléctricas y demanda eléctrica.

Se analizan los distintos tipos de centrales eléctricas, sus características técnicas, su rendimiento y los mantenimientos necesarios.

Como hipótesis de estudio, se considera que la red de transporte no presenta restricciones a la evacuación de generación, y por tanto, el estudio se realiza a nudo único.

Se estudia también la demanda eléctrica y los factores que afectan en su crecimiento anual.

A continuación, se analizan los diferentes índices de cobertura de demanda eléctrica, tanto los deterministas, como los probabilistas.

Con objeto de determinar estos índices de cobertura de demanda eléctrica, debido a la complejidad de cálculo, se ha desarrollado una herramienta informática en Excel que incorpora programación en Visual Basic.

El estudio de cobertura de la demanda eléctrica, se ha desarrollado sobre un caso ejemplo real, para el cual se determina si es necesaria la instalación de nuevas centrales eléctricas. La metodología permite indicar los periodos más adecuados para que se realicen los mantenimientos preventivos.

Finalmente, el proyecto recoge un apartado con las conclusiones obtenidas con la realización del mismo.

# ÍNDICE DEL PROYECTO

<b>RESUMEN</b> .....	2
<b>1. INTRODUCCIÓN</b> .....	7
<b>2. OBJETIVOS</b> .....	8
<b>3. SISTEMAS ELÉCTRICOS</b> .....	9
3.1 Definición. Operador del Sistema .....	9
3.2 Conceptos .....	9
3.3 Generación eléctrica .....	11
3.3.1 Clasificación de las centrales eléctricas.....	11
3.3.2 Situación actual en España .....	22
3.4 Demanda eléctrica .....	25
3.4.1. Demanda y consumo .....	25
3.4.2. Variabilidad de la demanda .....	26
3.4.3. Predicción de la demanda .....	28
3.5 Cobertura de la demanda .....	28
3.5.1 Nudo único .....	29
3.5.2 Influencia de la red .....	29
<b>4. FIABILIDAD</b> .....	31
4.1 Introducción.....	31
4.2 Marco Regulatorio.....	31
4.3 Métodos de estudio de Fiabilidad del parque generador .....	32
4.3.1. Método determinista.....	32
4.3.2. Método probabilista.....	33
4.4 Criterios de estudio de Fiabilidad.....	35
4.4.1 Criterios de Generación. Modelado.....	35
4.4.2 Criterios de Demanda. Modelado .....	36
4.4.3 Influencia de las interconexiones. Modelado .....	36
4.5 Estudio de Fiabilidad mediante el Método Determinista .....	37
4.6 Estudio de Fiabilidad mediante el Método Probabilista.....	39
<b>5. HERRAMIENTA INFORMÁTICA</b> .....	42
5.1 Introducción.....	42
5.2 Desarrollo de la aplicación .....	42
5.2.1 Estructura del programa.....	43
5.2.2 Tiempo de ejecución del programa .....	44
5.3 Entrada de datos.....	44
5.4 Salida de resultados .....	48
<b>6. ESTUDIO DE COBERTURA DE DEMANDA EN EL SISTEMA INSULAR DE MENORCA</b> .....	49
6.1 Introducción.....	49
6.2 Sistema eléctrico de Menorca.....	49
6.2.1 Información general de Menorca.....	49
6.2.2 Situación energética en Menorca.....	50
6.2.3 Características del sistema eléctrico de Menorca .....	52
6.3 Hipótesis de cálculo.....	55
6.3.1 Criterios en la generación .....	55
6.3.2 Escenarios de Demanda.....	56
6.3.3 Influencia de la Red.....	58
6.3.4 Funcionamiento de las interconexiones.....	58

6.4 Estudio de cobertura determinista de la demanda en Menorca .....	60
6.4.1 Criterio de potencia mínima instalada .....	60
6.4.2 Criterio de potencia máxima instalada .....	61
6.5 Estudio de Cobertura Probabilista de Demanda en Menorca .....	63
6.5.1 Evolución anual de los índices probabilistas .....	63
6.5.2 Evolución mensual de los índices probabilistas .....	65
<b>7. ANÁLISIS DE RESULTADOS Y CONCLUSIONES</b> .....	67
7.1 Introducción .....	67
7.2 Análisis de resultados .....	67
7.2.1 Análisis determinista .....	68
7.2.2 Análisis probabilista .....	67
7.3 Soluciones posibles .....	68
7.4 Conclusiones .....	69
<b>8. REFERENCIAS</b> .....	71
<b>Anexo 1. Programas realizados para la herramienta COPRODE</b> .....	73
<b>Anexo 2. Mapa eléctrico del sistema eléctrico balear</b> .....	80
<b>Anexo 3. Leyenda del mapa eléctrico de Menorca</b> .....	81

## Índice de Figuras

Figura 1. Central Termoeléctrica mixta (Hidrocantábrico Energía).....	12
Figura 2. Central Biomasa (Acciona).....	13
Figura 3. Central Biocombustible (Acciona).....	14
Figura 4. Central de Ciclo Combinado (Iberdrola).....	15
Figura 5. Central Nuclear (Iberdrola).....	16
Figura 6. Diferentes estructuras de una planta termosolar (IDAE).....	16
Figura 7. Central Termosolar (Acciona).....	17
Figura 8. Esquema de funcionamiento de una central de cogeneración.....	18
Figura 9. Central Hidroeléctrica (Unión Fenosa).....	18
Figura 10. Central fluyente (Iberdrola).....	19
Figura 11. Central Undimotriz (Iberdrola).....	20
Figura 12. Central Eólica (Unión Fenosa).....	21
Figura 13. Central Fotovoltaica y Eólica (Acciona).....	22
Figura 14. Potencia instalada a 31/12/2008 en el sistema eléctrico peninsular (REE)...	23
Figura 15. Cobertura de la demanda en 2008 de energía eléctrica en el sistema eléctrico peninsular (REE).....	23
Figura 16. Potencia de generación eléctrica disponible. Semana del 17/11/2008 a 23/11/2008.....	24
Sistema eléctrico peninsular (REE).....	24
Figura 18. Curva de la demanda en un día laborable, el 19/11/2008. Sistema eléctrico peninsular (REE).....	25
Figura 19. Evolución del crecimiento anual de demanda eléctrica en b.c (%) (REE)...	26
Figura 20. Componentes del crecimiento de la demanda mensual en los últimos 10 años (%) (REE).....	27
Figura 21. Curva de la demanda de los días 21, 22 y 23 de Octubre del 2009 (REE)...	27
Figura 22. Representación de una curva monótona de carga (REE).....	28
Figura 23. Estructura de la aplicación COPRODE.....	43
Figura 24. Pantalla Inicio de la hoja “INICIO” del Programa COPRODE.....	45
Figura 25. Pantalla Demanda de la hoja “INICIO” del Programa COPRODE.....	46
Figura 26. Pantalla Mantenimiento y FOR de la hoja “INICIO” del Programa COPRODE.....	47
Figura 27. Pantalla Resultados de la hoja “INICIO” del Programa COPRODE.....	47
Figura 28. Hoja “RESULTADOS” del Programa COPRODE.....	48
Figura 29. Consumo final energético por sectores económicos (Agencia de Energía de Menorca).....	50
Figura 30. Consumo final energético (Agencia de Energía de Menorca).....	51
Figura 31. Mapa eléctrico de Menorca. REE.....	52
Figura 32. Demanda Eléctrica mensual en Menorca en 2009-2020.....	58
Figura 33. Evolución de los índices de cobertura probabilistas anuales en Menorca en 2009-2020.....	63
Figura 34. Evolución anual del índice de reserva LORE (horas/años).....	64
Figura 35. Evolución mensual LORE en Menorca en el periodo 2009-202.....	65
Figura 36. Mapa eléctrico de las Islas Baleares en Enero del 2009 (REE).....	80
Figura 37. Leyenda del mapa eléctrico de Menorca (REE).....	81

## **Índice de Tablas**

Tabla 1. Estados posibles del sistema del ejemplo 1 .....	40
Tabla 2. Probabilidad de pérdida de carga cada estado posible del ejemplo 1.....	40
Tabla 3. Potencia disponible en cada estado y posibilidad de fallo de suministro del ejemplo 1 .....	41
Tabla 4. Potencia instalada en Menorca a 31 de diciembre del 2008.....	53
Tabla 5. Variación estimada por REE de la demanda punta en Menorca .....	54
Tabla 6. Modelado de grupos térmicos en Menorca .....	55
Tabla 7. Tasa de fallos de grupos térmicos en Menorca .....	56
Tabla 8. Previsión de Demanda Eléctrica anual en Menorca en 2009-2020 .....	57
Tabla 9. Demanda Eléctrica mensual en Menorca en 2009-2020 .....	57
Tabla 10. Modelado de las interconexiones en Menorca en 2009-2020 .....	59
Tabla 11. Tasa de fallos de las interconexiones en Menorca en 2009-2020 .....	60
Tabla 12. Déficit de potencia instalada según el criterio de reserva mínima en Menorca .....	61
Tabla 13. Índices de cobertura deterministas anuales en Menorca en 2009-2020 .....	62
Tabla 14. Índices de cobertura probabilistas anuales en Menorca en 2009-2020. Escenario Base.....	63
Tabla 15. Evolución mensual del LOLE en Menorca durante el periodo 2009-2020....	65
Tabla 16. IC considerada cubierta la demanda y reserva en Menorca durante el periodo 2009-2020 .....	67

# **1. INTRODUCCIÓN**

En todos los países el crecimiento de la demanda de energía, es proporcional a la previsión de desarrollo económico de los mismos. En España, el crecimiento de la demanda de electricidad en el 2008 se ha situado en un 0,8%, al igual que en los países europeos del UCTE (Unión para la Coordinación del Transporte de Electricidad), que fue del 0,9%, mientras que en los últimos años el consumo eléctrico español registró tasas de crecimiento del 3-4%, muy por encima de las del conjunto de países europeos. En el caso particular que se va a analizar, el de la isla de Menorca, el incremento de la demanda se ha situado en un 2,1%, un valor superior al registrado en la península (Red Eléctrica de España- REE) [1].

Para garantizar la continuidad en el suministro eléctrico en un sistema de forma que se cubra la demanda, es necesario realizar una planificación a largo plazo, tanto de los medios de generación como de la red de transporte, donde se evalúa si es posible satisfacer la demanda eléctrica analizando la situación del sistema eléctrico en cuestión. En este estudio, objeto de este proyecto fin de carrera, solo se analiza, para un determinado sistema eléctrico la evaluación de la demanda prevista y el equipo generador.

En este proyecto, no se tienen en cuenta las restricciones que presentan las líneas de transporte de electricidad, se considera el estudio a nudo único, para simplificar los cálculos.

Es necesario conocer las centrales eléctricas del sistema eléctrico a estudiar, su tecnología, su potencia disponible, sus periodos de mantenimiento y su tasa de fallos fortuitos.

Para realizar el estudio de la cobertura a largo plazo, se pueden utilizar dos métodos, el determinista y el probabilista. El determinista ha sido el método más utilizado hasta la fecha, por su sencillez y porque es muy intuitivo, aunque el método probabilista es más preciso al representar un mayor conjunto de situaciones. En este proyecto se realiza el estudio utilizando ambos métodos, ya que son complementarios, aunque otorgando mayor relevancia al probabilista.

Puesto que con el método probabilista los cálculos se vuelven más complejos, ha sido necesario desarrollar una herramienta informática, que permita realizar sin dificultad una evaluación de la cobertura a largo plazo de un sistema eléctrico para una multitud de escenarios. La herramienta se ha desarrollado en Excel, e incorpora programación en Visual Basic.

Finalmente se analizan y discuten los resultados obtenidos, para evaluar si es posible satisfacer la demanda del sistema eléctrico que se ha estudiado.

Los datos del sistema eléctrico de Menorca, objeto del estudio, y las estimaciones de la demanda han sido facilitados por REE.

## **2. OBJETIVOS**

Los objetivos que se buscan con la realización del presente Proyecto, se pueden resumir en cuatro:

1. El conocimiento de la materia relacionada con el estudio de la cobertura a medio y largo plazo de los SEIE. Consultar históricos de datos de años anteriores tanto de generación, como de la demanda eléctrica, estimar la demanda futura y recopilar la información necesaria de las centrales actualmente dadas de alta en el sistema eléctrico estudiado.
2. El análisis de distintos métodos de evaluación de la cobertura de la demanda de energía eléctrica y el cálculo de los índices de cobertura de dicho método.
3. El desarrollo de una herramienta informática que permita realizar los cálculos del proyecto, de una forma más rápida y fiable.
4. Particularizar el estudio de la cobertura de la demanda para un sistema eléctrico, en este caso el de la isla de Menorca, y realizar los cálculos del caso práctico.



### **3. SISTEMAS ELÉCTRICOS**

#### **3.1 Definición. Operador del Sistema**

Un sistema eléctrico es el conjunto de medios y elementos de generación, transporte, distribución y consumo de la energía eléctrica [1]. Este conjunto está dotado de sistemas de control, seguridad y protección.

Este conjunto integrado, está regulado por un sistema de control centralizado que gestiona de forma eficiente la generación, y garantiza una calidad en el servicio recibido por los usuarios, que lo realiza el Operador del Sistema. En España esta labor la realiza REE, que además es el transportista mayoritario, donde las líneas de transporte y subestaciones son de su propiedad.

El Operador del Sistema además de coordinar la producción y el transporte, para garantizar el suministro de energía eléctrica en tiempo real, se encarga de realizar la planificación eléctrica del sistema a corto, medio y largo plazo.

#### **3.2 Conceptos**

A continuación explican algunos conceptos que son de aplicación en los sistemas eléctricos españoles [1]:

- **Unidad de producción.** Grupo térmico, central de bombeo puro, unidad de gestión de centrales hidráulicas o unidad de gestión de un conjunto de aerogeneradores de un parque, que vierte su energía a un mismo nudo de la red.
- **Consumos en generación.** Energía utilizada por los elementos auxiliares de las centrales, necesaria para el funcionamiento de las instalaciones de producción.
- **Potencia instalada:** Potencia máxima que puede alcanzar una unidad de producción, durante un período determinado de tiempo, medida a la salida de los bornes del alternador. En nuestro estudio se considera como **potencia disponible**.
- **Potencia neta:** Potencia máxima que puede alcanzar una unidad de producción medida a la salida de la central, es decir, deducida la potencia absorbida por los consumos en generación.
- **Producción b.a. (bornes de alternador):** Producción realizada por una unidad de generación medida a la salida del alternador.
- **Producción b.c. (barras de central):** Energías medidas en bornes de alternador una vez deducidos los consumos en generación y bombeo. En este proyecto cuando se hable de producción de una central, se refiere a producción b.c.
- **Producción o generación neta:** Producción de energía en b.a (bornes de alternador), menos la consumida por los servicios auxiliares y las pérdidas en los transformadores.
- **Indisponibilidad de las unidades de producción:** Una unidad de producción está completamente disponible si puede participar en el despacho de producción

sin ninguna limitación de capacidad de generación ni, en su caso, de consumo de bombeo. En caso contrario se considerará la existencia de una indisponibilidad, que podrá ser parcial o total. La potencia neta indisponible de un grupo vendrá determinada por la diferencia entre la potencia neta instalada en barras de central y la potencia neta que es la realmente disponible. Esta indisponibilidad se puede producir por un mantenimiento programado de la unidad de producción o por una avería.

- **Demanda b.c. (barras de central):** Energía inyectada en la red procedente de las centrales de régimen ordinario, régimen especial y de las importaciones, y deducidos los consumos en bombeo y las exportaciones. Para el traslado de esta energía hasta los puntos de consumo habría que detraer las pérdidas originadas en la red de transporte y distribución.
- **Red de transporte:** Conjunto de líneas, parques, transformadores y otros elementos eléctricos con tensiones superiores o iguales a 220 kV en la península y a 66 kV en los SEIES, y aquellas otras instalaciones, cualquiera que sea su tensión, que cumplan funciones de transporte, de interconexión internacional y, en su caso, las interconexiones con los sistemas eléctricos españoles insulares y extrapeninsulares.
- **Intercambios de apoyo:** Son programas que se establecen entre dos sistemas eléctricos para garantizar las condiciones de seguridad del suministro de cualquiera de los dos sistemas interconectados, en caso de urgencia para resolver una situación especial de riesgo en la operación de uno de los sistemas, previo acuerdo de los operadores respectivos y en ausencia de otros medios de resolución disponibles en el sistema que precise el apoyo.
- **Disparo:** Interrupción no programada del suministro eléctrico.
- **Tasa de disponibilidad de la red de transporte:** Indica el porcentaje de tiempo medio en que cada elemento de la red de transporte ha estado disponible para el servicio, una vez descontadas las indisponibilidades por motivos de mantenimiento preventivo y correctivo, indisponibilidad fortuita u otras causas (como construcción de nuevas instalaciones, renovación y mejora).
- **Tasa de indisponibilidad:** indica el porcentaje de tiempo durante el que las líneas de transporte no han estado disponibles para el servicio. En este caso, se producen restricciones.
- **Consumidores:** Son las personas físicas o jurídicas que compran la energía para su propio consumo. Aquellos consumidores que adquieren energía directamente en el mercado de producción se denominan Consumidores Directos en Mercado.
- **Interrumpibilidad:** Es una herramienta de gestión de la demanda para dar una respuesta rápida y eficiente a las necesidades del sistema eléctrico. Consiste en reducir la potencia activa demandada hasta el valor de potencia residual requerida, en respuesta a una orden de reducción de potencia dada por el operador del sistema, a aquel consumidor que sea proveedor de este servicio. La prestación de este servicio y su retribución se realiza conforme a los términos establecidos en la legislación vigente y en el contrato firmado por ambas partes. El servicio de interrumpibilidad será gestionado por Red Eléctrica como operador del sistema.
- **Deslastres de carga:** Es un mecanismo automático por el cual, ante un incidente como pérdida de línea o generación, automáticamente se desconecta del sistema una carga.

### 3.3 Generación eléctrica

La generación eléctrica consiste en transformar alguna clase de energía química, mecánica, térmica o luminosa, entre otras, en energía eléctrica. Para la generación industrial se recurre a instalaciones denominadas centrales eléctricas, que ejecutan alguna de las transformaciones citadas. Éstas constituyen el primer escalón del sistema de suministro eléctrico. Las referencias utilizadas para este apartado han sido varias, entre ellas la [2], [3] y [4].

La generación eléctrica se puede clasificar atendiendo a diferentes criterios, según la tecnología de la central, según la fuente de energía primaria utilizada, etc. En este Proyecto se realiza esta clasificación atendiendo a la tecnología de la central.

#### 3.3.1 Clasificación de las centrales eléctricas

##### 3.3.1.1 Centrales Termoeléctricas

Una central termoeléctrica o central térmica es una instalación empleada para la generación de energía eléctrica a partir de calor.

Se realiza esta clasificación según su funcionamiento:

**Turbinas a vapor:** Se utiliza una turbina de vapor en la cual se calienta agua en una caldera que produce vapor a presión, el cual hace moverse a una turbina que convierte energía potencial (presión) en energía cinética que acciona al generador. Es la llamada central térmica convencional.

Se realiza una clasificación atendiendo a los tipos de combustibles utilizados:

- **Carbón:**
  - Es el combustible fósil más repartido en el mundo y existen más reservas de carbón que de las otras materias primas, como el petróleo y el gas y están situadas en su mayor parte en zonas geopolíticas estables [5].
  - Actualmente, la producción de electricidad con carbón en España supone el 13% de la potencia instalada actualmente.
  - La generación con carbón es flexible, segura (almacenamiento en pilas), fiable y fácil de operar. Es fácilmente almacenable porque las infraestructuras para su transporte y almacenamiento ya están desarrolladas.
  - Proceso de generación eléctrica altamente fiable y seguro en centrales de vida útil muy larga y adaptable a nuevas exigencias en materia medioambiental.
  - El rendimiento está entre el 35-45%.

- Se considera uno de los combustibles fósiles más contaminantes, las emisiones de CO<sub>2</sub> suelen ser de 0,850-1,250 kg/kWh. En el futuro se incorporará la captura de CO<sub>2</sub>, con el objeto de que sea un combustible limpio y sostenible.
  - El tamaño de estos grupos normalmente está entre 80-600 MW.
- **Fuel-oil:**
    - Es un derivado del petróleo, un combustible fósil del que las mayores reservas se encuentran en países inestables políticamente. El petróleo no puede utilizarse tal como es extraído, porque el crudo tiene demasiados componentes, cada uno de ellos con propiedades diferentes. Para aprovecharlo, se separan estos componentes, normalmente mediante destilación [6].
    - Actualmente en España la potencia instalada está en torno a un 3%, muy por debajo del porcentaje a nivel mundial.
    - Es almacenable, pero es necesario construir depósitos para su almacenamiento.
    - El proceso de generación eléctrica es muy fiable.
    - El rendimiento es similar al de una central térmica convencional de carbón, sobre el 35-40%.
    - Es bastante contaminante y sus emisiones de CO<sub>2</sub> se sitúan sobre 0,780 kg/kWh.
    - El tamaño de estos grupos ronda los 200 MW.
  - **Termoeléctricas mixtas:** Son centrales termoeléctricas clásicas cuyo diseño les permite quemar indistintamente combustibles fósiles diferentes (carbón o gas, carbón o fuel-oil, etc.).



**Figura 1. Central Termoeléctrica mixta (Hidrocarbónico Energía)**

- **Biomasa:**

- Entre las energías renovables destaca el uso de productos obtenidos a partir de materia orgánica para producir energía. Estos productos componen lo que se denomina comúnmente “biomasa”, una definición que abarca un gran grupo de materiales de diversos orígenes y con características muy diferentes. Los residuos de aprovechamientos forestales y cultivos agrícolas, residuos de podas de jardines, residuos de industrias agroforestales, cultivos con fines energéticos, combustibles líquidos derivados de productos agrícolas (los denominados biocarburantes), residuos de origen animal o humano, etc., todos pueden considerarse dentro de la citada definición [7].
- La producción de energía a partir de la biomasa en España se sitúa en un 2,9%.
- La combustión de biomasa no contribuye al aumento del efecto invernadero porque el carbono que se libera forma parte de la atmósfera actual (es el que absorben y liberan continuamente las plantas durante su crecimiento) y no del subsuelo, capturado en épocas remotas, precisamente como el gas o el petróleo.
- El rendimiento de las centrales que utilizan biomasa para producir electricidad es del 20-25%.
- El tamaño de estos grupos ronda los 20 MW.



**Figura 2. Central Biomasa (Acciona)**



**Figura 3. Central Biocombustible (Acciona)**

**Turbo-gas:** Se utiliza un compresor que comprime el aire de entrada, inyectándolo en la cámara de combustión, donde se quema el gas natural aumentando la velocidad de salida de los gases que mueve la turbina. Se indican a continuación algunas características importantes:

- El gas es un combustible fósil y la pureza de este combustible lo hace apropiado para su empleo directamente, sin necesidad de ningún tratamiento previo [6].
- Se puede almacenar en plantas regasificadoras, y también se puede utilizar gasoductos, que son tuberías por las que circula el gas. El problema principal del gas natural es su transporte.
- La producción en España está en torno a un 2%.
- El rendimiento de estas centrales es bajo, en torno a un 20%.
- Sus emisiones de CO<sub>2</sub> se sitúan sobre 0,730 kg/kWh.
- El tamaño de estos grupos está en torno a 150 MW.

**Ciclo combinado:** En este tipo de centrales, el gas en combustión es el fluido que mueve directamente una turbina especial de alta velocidad, sin pasar por un circuito de vapor [7]. Además, los gases de salida de la turbina contienen suficiente energía como para alimentar un circuito convencional de vapor, que mueve una segunda turbina. Algunas características de estas centrales son:

- Se pueden utilizar otros combustibles fósiles al igual que las centrales térmicas convencionales, aunque es más común utilizar gas natural. En el punto anterior se han indicado algunas características del gas natural.
- La producción a nivel nacional es del 24%. Pero este tipo de centrales es la apuesta para el futuro, por lo que en pocos años aumentará notablemente su utilización.
- El rendimiento es considerablemente superior al de una central térmica convencional, y es del 45-55%.

- Las emisiones de CO<sub>2</sub> del gas natural son las mismas que las de las centrales de turbo-gas, puesto que la combustión es de la misma materia prima.
- El tamaño de las centrales suele ser de 100 a 800 MW, con un valor estándar de 400 MW.



**Figura 4. Central de Ciclo Combinado (Iberdrola)**

**Nuclear:** Esta energía es aquella que se libera como resultado de una reacción nuclear, es decir, puede obtenerse bien por fisión (división de los elementos pesados), que son las centrales que actualmente operan, o bien por fusión (unión de elementos muy ligeros), aunque esta última forma no se utiliza aún de forma comercial [8]. En las reacciones nucleares se libera una extraordinaria cantidad de energía y ello es debido a que en dichas reacciones se produce una disminución neta de masa que se transforma directamente en energía, que en forma de calor, produce el vapor para accionar una turbina como en una central convencional. Las características más importantes de este tipo de centrales son:

- El combustible es uranio o plutonio, en ambos casos puede ser natural o enriquecido.
- La producción nacional es un 8%.
- El rendimiento energético es muy superior al de cualquier otro tipo de central, es del 80-95%.
- Este tipo de centrales no emiten a la atmósfera gases contaminantes, pero sí generan residuos radioactivos, los cuales tardan miles de años en desintegrarse, y pueden contaminar una zona en caso de accidente.
- El tamaño de estas centrales ronda 1 GW.

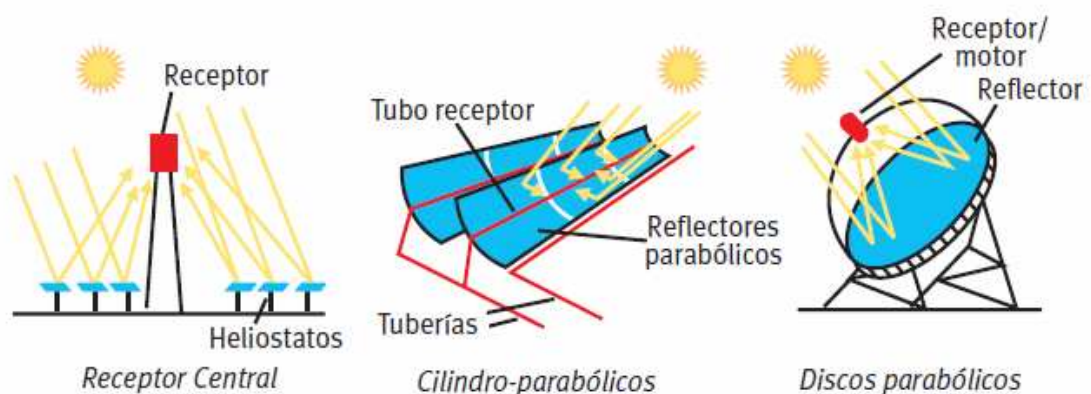




**Figura 5. Central Nuclear (Iberdrola)**

**Planta termosolar:** [7] Es una instalación industrial en la que, a partir del calentamiento de un fluido mediante radiación solar y su uso en un ciclo termodinámico convencional, se produce la potencia necesaria para mover un alternador para generación de energía eléctrica como en una central térmica clásica. La captación y concentración de los rayos solares se hacen por medio de espejos con orientación automática que apuntan a una torre central donde se calienta el fluido, o con mecanismos más pequeños de geometría parabólica. El conjunto de la superficie reflectante y su dispositivo de orientación se denomina heliostato. En ellas es necesario concentrar la radiación solar para que se puedan alcanzar temperaturas elevadas, de 300°C hasta 1000°C, y obtener así un rendimiento aceptable en el ciclo termodinámico, que no se podría obtener con temperaturas más bajas.

La producción de electricidad no está asegurada, depende de la radiación solar. Su principal problema medioambiental es la necesidad de grandes extensiones de territorio que dejan de ser útiles para otros usos (agrícolas, forestales, etc.).



**Figura 6. Diferentes estructuras de una planta termosolar (IDAE) [7]**





**Figura 7. Central Termosolar (Acciona)**

**Planta geotérmica:** Es una planta de vapor en la que la caldera ha sido reemplazada por el reservorio o yacimiento geotérmico, y en la que la energía es suministrada por el calor interior de la tierra, en lugar de otros combustibles fósiles. Su aprovechamiento comercial sólo es posible en aquellos lugares en donde coexisten los factores que dan origen a la existencia de un campo geotérmico propiamente dicho.

**Cogeneración:** Los sistemas de cogeneración son sistemas de producción conjunta de electricidad (o energía mecánica) y de energía térmica útil (calor) partiendo de un único combustible [9].

El gas natural es la energía primaria más utilizada para el funcionamiento de las centrales de cogeneración de electricidad calor, las cuales funcionan con turbinas o motores de gas. No obstante, también se pueden utilizar fuentes de energía renovables y residuos como biomasa o residuos que se incineran. En un proceso de cogeneración, el calor se presenta en forma de gases a alta temperatura. Por ejemplo, se pueden utilizar los gases que salen de una turbina de producción de energía térmica útil para otros usos.

Gracias al aprovechamiento del calor residual, los sistemas de cogeneración presentan rendimientos globales del orden del 85%, lo que implica que el aprovechamiento simultáneo de electricidad y calor favorezca la obtención de elevados índices de ahorro energético, así como una disminución importante de la factura energética, sin alterar el proceso productivo, ahorro energético que se incrementa notablemente si se utilizan energías residuales. En una central eléctrica tradicional los humos salen directamente por la chimenea, mientras que en una planta de cogeneración los gases de escape se enfrían transmitiendo su energía para ser aprovechada en otro proceso industrial. Una vez enfriados los gases de escape pasan a la chimenea.



Figura 8. Esquema de funcionamiento de una central de cogeneración

### 3.3.1.2 Centrales hidroeléctricas

El principio de funcionamiento de una central hidroeléctrica es transformar la energía mecánica del agua (cinética o potencial) en energía mecánica de rotación mediante una turbina hidráulica. La energía mecánica de rotación se emplea para accionar un generador eléctrico y obtener energía eléctrica.

Podemos clasificarlas en diferentes grupos según el aprovechamiento de esta materia prima, el agua:

**De agua embalsada o de regulación:** Consta de una presa que acumula el agua proveniente de grandes lagos o pantanos artificiales en un embalse superior. Estas permiten una producción variable, según la demanda, y pueden regular el caudal. La producción de este tipo de centrales puede variar de pocos megavatios, hasta varios gigavatios, depende del tamaño del embalse y de la pluviometría anual.



Figura 9. Central Hidroeléctrica (Unión Fenosa)

**De agua fluyente:** Aquellas en las que se desvía parte del agua del río mediante una toma, y a través de canales o conducciones se lleva hasta la central donde es turbinada [7]. Una vez obtenida la energía eléctrica el agua desviada es devuelta nuevamente al cauce del río. No cuentan con reserva de agua, en todo caso, pueden tener una pequeña presa. La producción de energía depende directamente del caudal del río. La producción suele ser de pocos megavatios. Si las condiciones permiten el máximo aprovechamiento de la central, el rendimiento es del 80-90%.



**Figura 10. Central fluyente (Iberdrola)**

**Mareomotrices:** utilizan el flujo y reflujo de las mareas. En general, pueden ser útiles en zonas costeras donde la amplitud de la marea sea amplia y las condiciones morfológicas de la costa permitan la construcción de una presa que corte la entrada y salida de la marea en una bahía. Se genera energía tanto en el momento del llenado como en el momento del vaciado de la bahía. La producción suele ser de pocos megavatios.

**Undimotrices:** utilizan la fuerza del oleaje del mar. Actualmente se encuentran en explotación y producen pocos megavatios.



**Figura 11. Central Undimotriz (Iberdrola)**

### ***3.3.1.3 Parques eólicos***

La energía eólica se obtiene del viento, es decir, de la energía cinética generada por efecto de las corrientes de aire o de las vibraciones que dicho viento produce [7]. En la actualidad se usan aerogeneradores para generar electricidad, especialmente en áreas expuestas a vientos frecuentes, como zonas costeras, alturas montañosas o islas. La energía del viento está relacionada con el movimiento de las masas de aire que se desplazan de áreas de alta presión atmosférica hacia áreas adyacentes de baja presión, con velocidades proporcionales al gradiente de presión.

El principal inconveniente a la hora de producir energía a partir del viento es que éste no es un recurso del que se pueda disponer de forma constante. Igual aparece que desaparece. Esto resulta especialmente problemático para gestionar la oferta de energía dentro de la red general de suministro, en especial cuando los parques eólicos ya tienen un peso importante en el suministro de la demanda actual, por lo que se utilizan las predicciones de viento. El rendimiento de estas plantas, está condicionado al viento del que se disponga.

Los aerogeneradores se pueden instalar sobre terreno o también en el mar (offshore), aunque en España por el momento no existe tecnología eólica marina. La potencia instalada de cada aerogenerador instalado en tierra firme suele ser 1,5MW, aunque actualmente se están desarrollando nuevos aerogeneradores de mayor potencia. En cambio la potencia instalada de los aerogeneradores marinos, llega hasta los 5MW.



**Figura 12. Parque Eólico (Unión Fenosa)**

#### ***3.3.1.4 Plantas solares fotovoltaicas***

Se denomina energía solar fotovoltaica a la obtención de energía eléctrica a través de paneles fotovoltaicos [7]. Los paneles, módulos o colectores fotovoltaicos están formados por dispositivos semiconductores tipo diodo que, al recibir radiación solar, se excitan y provocan saltos electrónicos, generando una pequeña diferencia de potencial entre sus extremos. El acoplamiento en serie de varios de estos fotodiodos permite la obtención de tensiones mayores en configuraciones muy sencillas y aptas para alimentar pequeños dispositivos electrónicos. A mayor escala, la corriente eléctrica continua que proporcionan los paneles fotovoltaicos se puede transformar en corriente alterna e inyectar en la red eléctrica.

Este tipo de energía está condicionada por la luz solar, por lo que por las noches no se obtiene producción de este tipo de centrales.

La potencia instalada de una planta solar fotovoltaica depende de la extensión de la misma y del número de paneles, pero suele ser de pocos megavatios.

El máximo rendimiento de los paneles se alcanza cuando se dispone de gran radiación solar, pero bajas temperaturas. La tecnología actual de los paneles fotovoltaicos, proporcionan un rendimiento de los mismos en torno al 15%.



**Figura 13. Central Fotovoltaica y Eólica (Acciona)**

#### ***3.3.1.5 Grupos electrógenos***

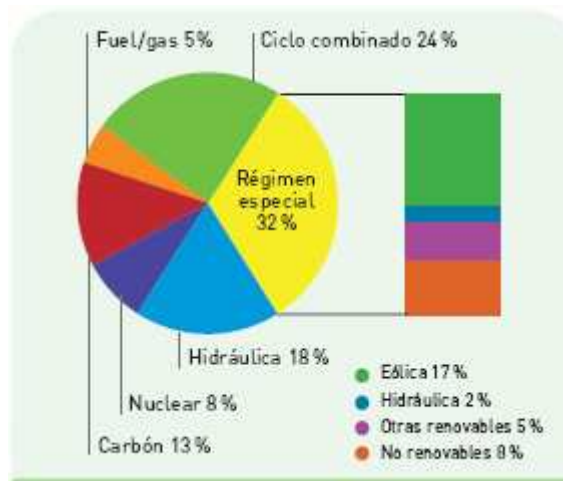
Un grupo electrógeno es una máquina que mueve un generador de energía eléctrica a través de un motor de combustión interna. Normalmente se utiliza cuando hay déficit en la generación de energía de algún lugar, o cuando hay un corte en el suministro eléctrico y es necesario mantener la actividad. Una de sus utilidades más comunes es en aquellos lugares donde no hay suministro a través de la red eléctrica, generalmente son zonas agrícolas con pocas infraestructuras o viviendas aisladas. Otro caso es en locales de pública concurrencia, hospitales, fábricas, etc., que, a falta de energía eléctrica de red, necesiten de otra fuente de energía alterna para abastecerse en caso de emergencia. También se utilizan en sistemas eléctricos de pequeño tamaño, como los SEIES.

#### **3.3.2 Situación actual en España**

Durante el 2008, la demanda en la península ha sido de 279.392 GWh, de esta producción un 48% proviene de energías fósiles, otro 20% de energía nuclear, y alrededor del 24% de Energías Renovables. Este 76% no renovable conlleva importantes implicaciones medioambientales y una fuerte dependencia del abastecimiento exterior [10].

La potencia instalada en la península a fecha 31 de diciembre del 2008 es 90,9 GW. En la figura 14, se puede observar el gran protagonismo de las centrales de régimen especial, cubriendo así un 32% de la potencia instalada en la península. Las centrales de carbón, de fuel-oil y las nucleares, no aumentarán su potencia instalada, ya que no se tiene prevista la instalación en un futuro de este tipo de centrales, debido a la contaminación ambiental o riesgo para el medioambiente.

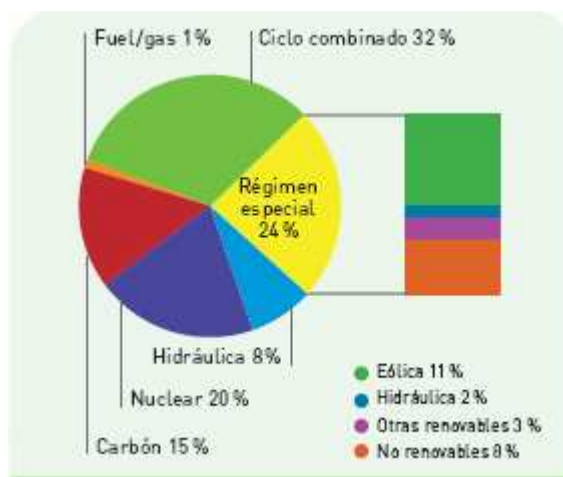




**Figura 14. Potencia instalada a 31/12/2008 en el sistema eléctrico peninsular (REE) [1]**

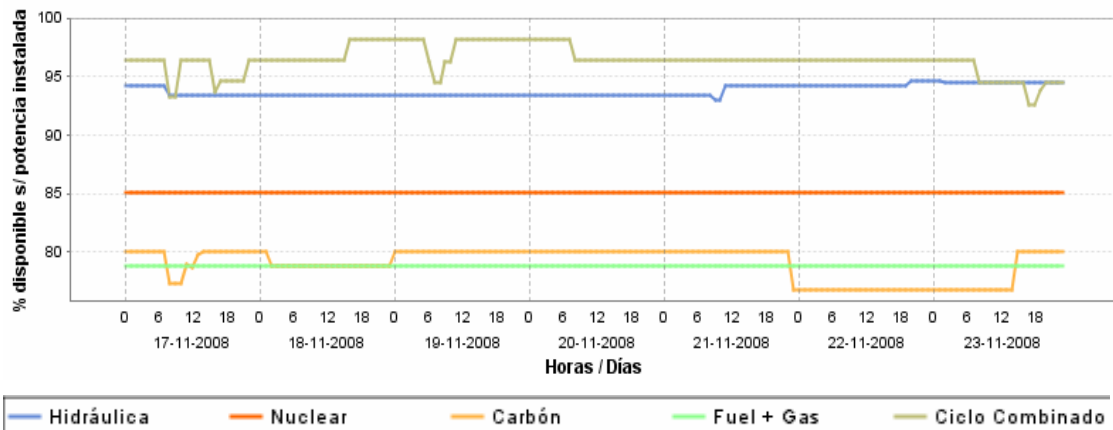
Debido al sistema del mercado eléctrico peninsular, que lo regula el Operador del Mercado Eléctrico (OMEL), las centrales que suministran la mayor parte de la demanda eléctrica del sistema, son las de régimen especial, las nucleares, las hidráulicas y las de ciclo combinado. El resultado del mercado hace que la producción de electricidad dependa fundamentalmente de energías renovables, o de tecnologías que permiten un mayor rendimiento energético, como son los ciclos combinados, que cada año tienen más relevancia en el sistema eléctrico peninsular.

En la figura 15 se representa cómo se ha cubierto la demanda del sistema eléctrico peninsular en el 2008.



**Figura 15. Cobertura de la demanda en 2008 de energía eléctrica en el sistema eléctrico peninsular (REE) [1]**

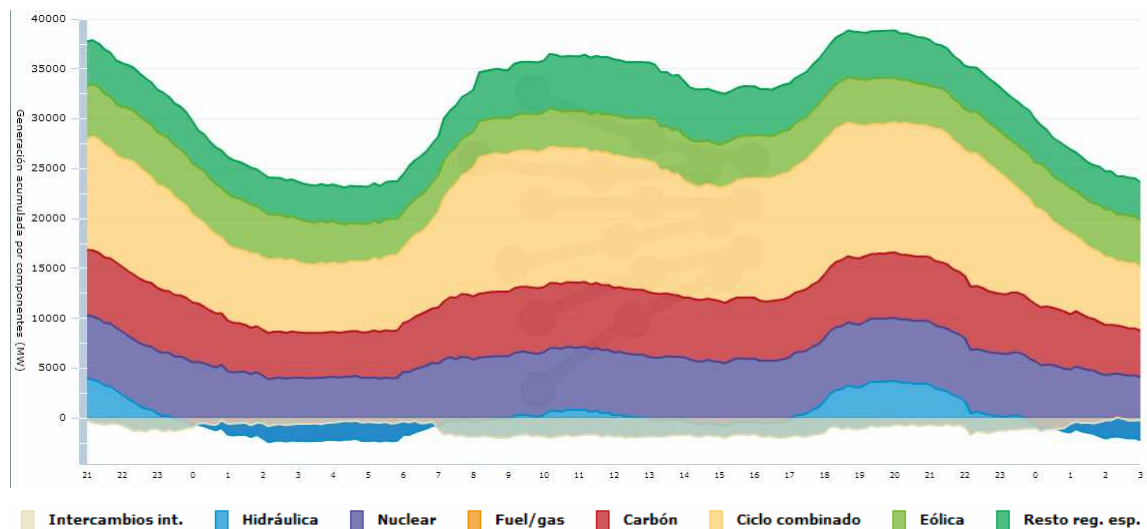
En la siguiente figura, se muestra la disponibilidad de potencia de las diferentes tecnologías, en una determinada semana de Noviembre del año 2008.



**Figura 16. Potencia de generación eléctrica disponible. Semana del 17/11/2008 a 23/11/2008. Sistema eléctrico peninsular (REE) [10]**

Las diferentes tecnologías que se incluyen en la figura 16, proporcionan una estabilidad al sistema peninsular, ya que tienen una potencia disponible estable en el tiempo.

Lo fundamental para garantizar el suministro en un sistema eléctrico, además de disponer de la conveniente cantidad de potencia instalada, es la diversificación en las tecnologías de las centrales, y por tanto, en la materia prima necesaria. En la figura 17 se puede analizar cómo se cubre la demanda eléctrica en un día laborable, a partir de las energías disponibles.



**Figura 17. Detalle de la estructura de generación en tiempo real del 20/11/2009. Sistema eléctrico peninsular (REE) [1]**



## 3.4 Demanda eléctrica

### 3.4.1. Demanda y consumo

La demanda de energía eléctrica es una medida de la tasa promedio del consumo en un sistema eléctrico en un lapso de tiempo.

La demanda máxima es la carga máxima que se suministra a un sistema eléctrico durante un periodo determinado de tiempo.

La diferencia entre la demanda y el consumo, es la siguiente [11]:

- La demanda hace referencia a la cantidad de energía que se necesita en un momento determinado y se mide en kilovatios (kW).
- El consumo es la cantidad de energía que se utiliza durante un periodo de tiempo determinado y se mide en kilovatio-hora (kWh).
- Por ejemplo en un día cualquiera, la demanda en los periodos 1, 2 y 3 puede ser de 40.000 MW, y el consumo que se ha producido en esos tres periodos será de 40.000 MW multiplicado por 3 horas, es decir, 120.000 MWh.

La figura 18 muestra la curva de la demanda durante un día en el sistema eléctrico peninsular español. La demanda máxima es de 39.000 MW aproximadamente, y el consumo total se puede conocer calculando el área que comprende la curva de la demanda real y los ejes del gráfico.



**Demanda (MW) a las 03:00 del 20/11/2008** ■ Real = 23828 ■ Prevista = 23891

© RED ELECTRICA DE ESPAÑA - [www.ree.es](http://www.ree.es) • Todos los derechos reservados

**Figura 18. Curva de la demanda en un día laborable, el 19/11/2008. Sistema eléctrico peninsular(REE) [1]**

### 3.4.2. Variabilidad de la demanda

La más acusada característica de la demanda es la variabilidad, aunque la demanda no tiene un comportamiento propiamente aleatorio, debido a una serie de variables que determinan en gran manera la demanda final [12]. La carga es diferente:

**Cada año:** crece en tiempo de bonanza económica y decrece en tiempo de crisis económica. Un factor que es aprovechado en la previsión a más largo plazo es la actividad económica, hay una relación directa entre la variación de la demanda de un año a otro y el incremento del Producto Interior Bruto (PIB). Así, se observa que tras una recuperación económica hay un incremento de la demanda extendido sobre toda la anualidad. El conocimiento bastante cercano de estas pautas permite que las previsiones a corto plazo, sean razonablemente acertadas, lo cual es muy deseable cuando se pretende planificar con el menor coste posible la generación que tiene que cubrir la demanda.

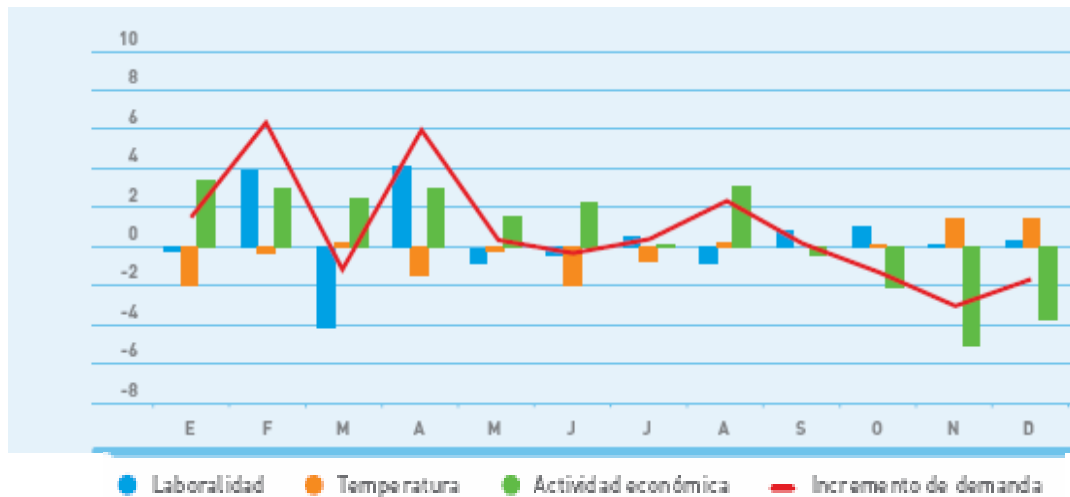
Actualmente España sufre una crisis económica, por lo que el crecimiento de la demanda eléctrica ha disminuido considerablemente en el 2008, como se puede comprobar en la figura 19, que representa la variación de la demanda en el sistema eléctrico español, en los últimos años. En el 2009 continúa haciéndolo, con -4,5% según REE.



Figura 19. Evolución del crecimiento anual de la demanda eléctrica en b.c (%) (REE) [1]

**Cada mes:** principalmente por razones meteorológicas, pero también por la presencia de periodos vacacionales. El factor ambiental que más incide en la demanda es claramente la temperatura, que se traduce en un mayor o menor uso de calefacción o refrigeración. Analizar la laboralidad de ese mes es determinante para conocer la demanda, ya que el consumo será considerablemente menor en los meses típicamente vacacionales que en los demás. En las zonas costeras y de veraneo, se produce lo contrario, el consumo aumenta en la época estival.

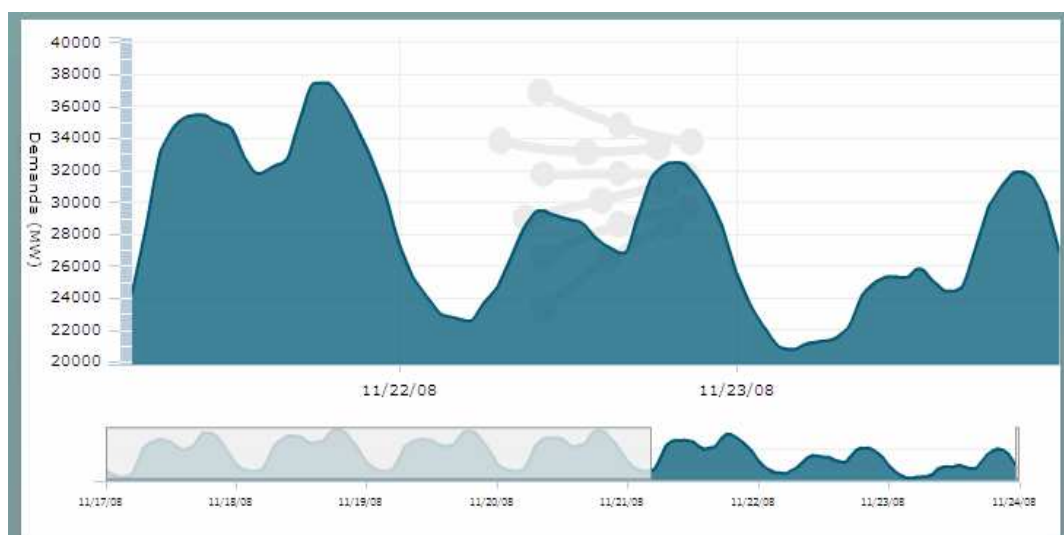
En la figura 20 se muestra la variación de la demanda de forma mensual de los últimos 10 años, en el sistema eléctrico español.



**Figura 20. Componentes del crecimiento de la demanda mensual en los últimos 10 años(%) (REE)[1]**

**Cada día :** La curva de la demanda es diferente según sea un día laborable o festivo, siendo mayor durante la jornada de trabajo habitual de los usuarios. Por esta causa se explican los picos de carga presentes a media mañana y a media tarde, o que el sábado y el domingo sean días con una carga media sensiblemente menor.

En la Figura 21 se muestra la curva de la demanda del sistema eléctrico español en tres días diferentes, correspondientes al 21, 22 y 23 de Octubre del 2008, que son respectivamente viernes, sábado y domingo. Se puede observar que el sábado y el domingo la demanda es considerablemente inferior a los demás días.



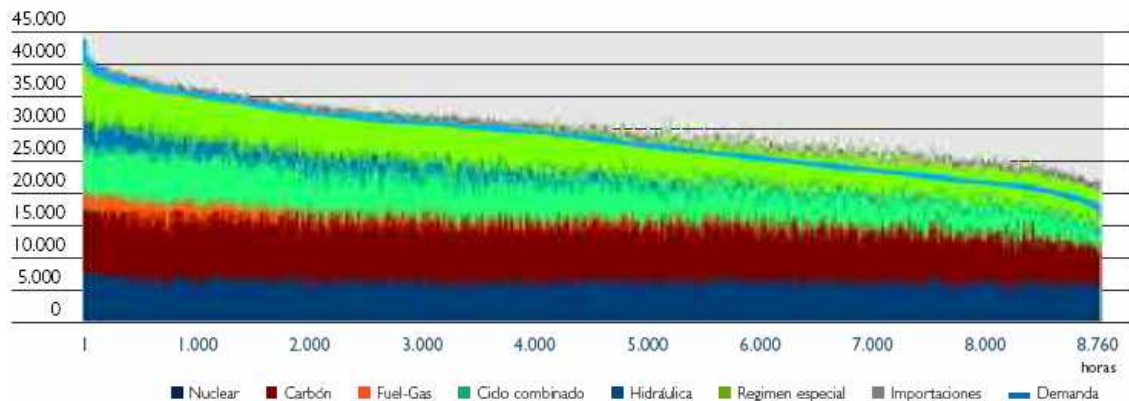
**Figura 21. Curva de la demanda de los días 21, 22 y 23 de Octubre de 2009 (REE) [1]**

Los datos de la demanda anteriormente expuestos se refieren al sistema eléctrico peninsular español.

### 3.4.3. Predicción de la demanda

Para realizar las predicciones a largo plazo de la demanda, es insuficiente la información de la curva de carga, puesto que detalla las variaciones horarias, diarias, semanales, etc. Para ello se suele utilizar la “**monótona de carga**”, construida a partir de la curva de carga a base de ordenar los valores de carga de mayor a menor, disponiéndolos sobre un eje de duraciones. Bajo ambas curvas, el área representa la energía total que se ha consumido durante el periodo considerado [12].

En la figura 22 se muestra un ejemplo de una curva monótona de carga, correspondiente al año 2007 en el sistema eléctrico español.



**Figura 22. Representación de una curva monótona de carga (REE) [1]**

Red Eléctrica de España (REE), que es el operador del sistema, se encarga de realizar la predicción de la demanda a largo plazo.

Los datos se refieren a la demanda total del sistema eléctrico peninsular español en barras de central.

Para este proyecto, se ha utilizado para el caso de estudio de Menorca, las estimaciones de previsión de demanda para los próximos años de forma horaria elaboradas por REE, por lo que no es necesario utilizar la “monótona de carga” en este estudio.

## 3.5 Cobertura de la demanda

La cadena que forma el sistema eléctrico para suministrar energía es muy compleja y está compuesta por la generación, el transporte, la distribución y el consumo. Los elementos que componen dicha cadena pueden fallar, y este incidente puede producir una interrupción de suministro. En este caso, se requiere un tiempo, hasta que el suministro vuelve a la normalidad [13].

La dificultad, consiste en evaluar la posibilidad de no cubrir la totalidad de la demanda eléctrica en un periodo determinado, analizando los elementos de la cadena de suministro de energía.

Para realizar el estudio de la cobertura de la demanda se parte de una de estas dos premisas:

- Nudo único (sin influencia de la red).
- Influencia de la red.

En sistemas con suficiente capacidad de generación disponible bien distribuida, no es de esperar problemas de cobertura. No obstante, un análisis conjunto de generación-red dará más garantías y reducirá incertidumbres, aunque no siempre es sencilla su realización.

### **3.5.1 Nudo único**

En este caso se estudia solamente la fiabilidad del sistema de generación, considerando que todas las centrales se encuentran conectadas a un mismo nudo teórico, en el que también se encuentran todas las demandas de los consumidores. Por lo que no se analiza la fiabilidad de las redes, ya que se considera que la red no presenta restricciones a la evacuación de la generación, es decir que la tasa de indisponibilidad de la red es igual a 0.

En este tipo de análisis se evaluará el riesgo de fallo de suministro que podría derivarse de los propios recursos de producción. La indisponibilidad de las unidades de producción puede deberse a diferentes factores como la indisponibilidad de los combustibles, los factores atmosféricos, las reservas hidroeléctricas de los embalses y la hidráulidad, por mantenimientos, por averías, etc.

Utilizando este criterio también es necesario analizar el sistema con diversos supuestos de demanda y disponibilidad de las interconexiones con otros sistemas eléctricos.

Se utilizarán, como índices de evaluación, el valor esperado de pérdida de carga (LOLE) y el margen de reserva (MR), ya que estos, son los índices de cobertura que están regulados legalmente en España.

### **3.5.2 Influencia de la red**

Si se tiene en cuenta la generación y las líneas de transporte, el estudio de la cobertura es más realista pero más complejo.

La electricidad no puede ser fácilmente almacenada, y los desequilibrios que se producen en cualquier punto de una red de transporte interconectada pueden tener graves e inmediatas repercusiones sobre la calidad y la disponibilidad del suministro de energía eléctrica en el conjunto de la misma.

Los riesgos que se evalúan si se tiene en cuenta la influencia de la red, son: mantener las características de frecuencia y tensión, respetando los flujos por las líneas, y que el sistema soporte las perturbaciones transitorias tales como falta de una línea.

Resulta necesario que las infraestructuras de transporte sean capaces de atender a una demanda cambiante, que se abastece mediante un parque de generación cada vez mas diversificado, y en el que tienen un peso creciente las instalaciones que producen electricidad a partir de fuentes renovables, cuya aportación es muy variable. A largo plazo, las decisiones sobre la ampliación de las infraestructuras de transporte se adoptan teniendo en cuenta esos mismos condicionantes.

## **4. FIABILIDAD**

### **4.1 Introducción**

El concepto de fiabilidad aplicado al estudio de la cobertura de la demanda eléctrica a largo plazo, indica la capacidad que tiene un sistema eléctrico de garantizar la continuidad en el suministro eléctrico, y la calidad de la onda (valor, forma y frecuencia), de modo que quede cubierta la demanda eléctrica del sistema [14].

Para estudiar la fiabilidad de un sistema eléctrico, se debe analizar el equipo generador y la red de transporte, ya que de ambos factores, depende la continuidad del suministro eléctrico. Aunque en este proyecto, solo se evaluará la fiabilidad analizando la generación, suponiendo un sistema de nudo único.

Fiabilidad, es un concepto que tiene sentido a largo plazo, a diferencia de la seguridad en la operación, que es a corto plazo.

La fiabilidad se puede determinar mediante datos históricos, o mediante un modelo de fiabilidad, que aunque utilice datos históricos, tiene en cuenta otros factores, como la probabilidad de fallos.

Puesto que no existe un índice que permita medir la fiabilidad total de un sistema, se utilizan los “índices de fiabilidad”, son parámetros que miden o cuantifican algún aspecto concreto de la fiabilidad del funcionamiento de un sistema de energía eléctrica. Estos índices, cuantifican principalmente: el número o frecuencia de los fallos, la duración de estos y la incidencia de los mismos.

El estudio que aquí se realiza, ha tomado como caso de estudio el sistema eléctrico de la isla de Menorca, que es un sistema que se integra dentro de los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares (SEIE) españoles.

### **4.2 Marco Regulatorio**

El REAL DECRETO (RD) 1747/2003 determina que para cada uno de los sistemas que conforman los SEIE, la planificación de la actividad de producción comprenderá, al menos, la estimación de la potencia necesaria que debe ser instalada para cubrir la demanda prevista, con arreglo a una serie de criterios, tales como la seguridad de suministro, la diversificación energética, la mejora de la eficiencia, la protección del medio ambiente y la identificación de las tecnologías de generación a utilizar.

Además, el RD 1747/2003 introduce un criterio probabilístico que establece que la máxima probabilidad de pérdida de carga queda fijada en un día en 10 años. Quedando así regulada la condición de garantía de suministro eléctrico en los SEIE, por lo que a cobertura de demanda se refiere

Adicionalmente a este criterio de cobertura probabilística, el marco regulatorio relativo a cobertura de demanda en los SEIE se completa con la existencia de dos criterios deterministas adicionales, uno relativo a valores mínimos de potencia instalada y otro referente a valores máximos.

El criterio determinista relativo a valores mínimos de potencia instalada está plasmado en la RESOLUCIÓN, de 28 de abril de 2006, de la Secretaría General de Energía, y establece los valores de reserva de regulación, de forma que la potencia horaria disponible en el sistema debe ser igual o superior a la suma de la demanda horaria más un margen de reserva, que será dos veces el tamaño del grupo mayor del sistema. Esta condición debe cumplirse en todas las horas del año, incluyendo los periodos de punta del sistema. El valor del criterio de reserva puede variar de un año a otro, en función del parque generador existente, ya que depende de la potencia del grupo instalado de mayor tamaño.

En los sistemas eléctricos aislados, el tamaño de los grupos generadores adquiere mayor importancia, ya que la reserva debe ser suficiente para que la desconexión de cualquier grupo, ya sea por fallo fortuito o por mantenimiento, no afecte al sistema. Si no se puede cubrir la demanda en un sistema se producen deslastres de carga automáticos.

Finalmente, el criterio determinista relativo a valores máximos de potencia instalada está plasmado en la ORDEN ITC/914/2006, de 30 de marzo, por la que se establece el método de cálculo de la retribución de garantía de potencia para las instalaciones de generación en régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

El anexo I de la ITC/914/2006 establece los valores iniciales de los índices de cobertura máximos de los SEIE.

## **4.3 Métodos de estudio de Fiabilidad del parque generador**

### **4.3.1. Método determinista**

Con este método se estudia el comportamiento medio de la garantía del suministro de un sistema y no se considera aleatoriedad de la operación de los sistemas eléctricos. Se analizan fotos fijas del sistema, es decir, un número determinado de escenarios.

Los índices de fiabilidad deterministas son intuitivos, simples de evaluar y requieren pocos datos para su cálculo, por lo que este método de estudio es muy utilizado.

Los índices deterministas más utilizados son [14]:

- **ÍNDICE DE COBERTURA (IC):**

Se muestra en tanto por uno, y es igual al cociente entre la suma de la potencia disponible de cada central de producción y la punta de demanda máxima.



Si  $IC < 1$ , el sistema está en riesgo de tener energía no suministrada por falta de generación, aunque se recomienda que el  $IC > 1,1 \div 1,5$  dependiendo del tamaño y estructura de los sistemas.

$$I.C(p.u) = \frac{\sum \text{Generación disponible}}{\text{Potencia máxima demandada}} \quad (1)$$

- **MARGEN DE RESERVA (MR):**

Es el exceso de capacidad de generación disponible para satisfacer la demanda máxima anual. Es un índice sencillo de calcular, pero es limitado, puesto que no considera reservas de agua, tamaños de centrales, tecnologías o tasas de fallo.

$$M.R(W) = \text{Generación disponible} - \text{Potencia máxima demandada} \quad (2)$$

$$M.R(p.u) = \frac{\text{Generación disponible} - \text{Potencia máxima demandada}}{\text{Potencia máxima demandada}} \quad (3)$$

#### 4.3.2. Método probabilista

El método probabilista analiza un número muy elevado de escenarios (fotos del sistema), ya que considera la aleatoriedad inherente de la operación de los sistemas eléctricos, como pueden ser: los fallos de los grupos generadores, las variaciones de la demanda y las aportaciones hidráulicas.

En este método, se consideran dos estados disponibles para los grupos generadores, que son: 0 si no está disponible y 1 si está disponible. Por lo que para cada grupo generador, se analizan dos estados posibles. El número de estados que se analizan en un estudio probabilístico depende directamente del número de grupos generadores del sistema. Si se considera “n” como el número de grupos generadores, los estados que se analizan en un estudio probabilístico es igual a  $2^n$ .

Los índices probabilistas son más utilizados que los deterministas, porque ofrecen más información y de mayor calidad. A continuación se explican los más importantes [14]:

- **LOLP: “Loss of Load Probability”.** Probabilidad de pérdida de carga. Es la probabilidad de no satisfacer toda la potencia demandada de electricidad con el equipo generador disponible.
- **LOLE: “Loss of Load Expectation”.** Valor esperado de pérdida de carga. Es la aplicación del concepto LOLP en un periodo de tiempo concreto (horas al año, horas al mes, minutos al mes, etc.). Se suele medir por tanto como el número de horas o días al año con producción insuficiente. Está regulado que sea como máximo de 1 día en 10 años, para los SEIE.

$$LOLP(días / año) = \frac{LOLE(días)}{365días} \quad (4)$$

$$LOLP(horas / año) = \frac{LOLE(horas)}{8760horas} \quad (5)$$

Características comunes del LOLE y del LOLP:

- Son los índices más utilizados.
  - Carecen de información respecto a duración y frecuencia de los fallos, e incidencia de las pérdidas de carga.
  - Ambos se pueden calcular considerando periodos de estudio horarios o diarios.
- **DNS: “Demand Not Served”.** Probabilidad de pérdida de energía. También llamado LOEP. Es la probabilidad de no satisfacer la energía demandada con la generación disponible, en un determinado periodo de tiempo. Debido a que se mide en tanto por uno, permite comparar sistemas de distintos tamaños.
  - **EDNS: “Expected Value of Demand Not Served”.** Valor esperado de energía no suministrada. Es la aplicación del concepto DNS en un periodo de tiempo concreto. También conocido con las siglas EENS o LOEE. A diferencia del LOLE, no está regulado el valor máximo permitido de este índice de cobertura, se debe realizar una valoración en el estudio.

$$DNS(p.u) = \frac{EDNS(MWh)}{Energía\ total\ demanda(MWh)} \quad (6)$$

Características comunes del EDNS Y DNS:

Superan al LOLP y LOLE al considerar la incidencia de las pérdidas de carga como energía no suministrada. El LOLP indica la posibilidad de no suministrar toda la potencia, pero no indica cuánta energía no va a poder suministrarse.

- **XLOL: “Expected Loss of Load”.** Pérdida de carga esperada medida en MW. Es la potencia que esperamos no poder suministrar, una vez que el fallo o la falta de suministro se ha producido. También se denomina XLNS.

$$XLOL(MW) = \frac{EDNS(MWh)}{LOLE(horas)} \quad (7)$$

- **POPM: “Probability of Positive Margin”.** Probabilidad de Margen Positivo. Se define como la probabilidad de satisfacer la potencia demandada durante la hora de máxima demanda anual con la generación disponible. Es una probabilidad de éxito.

$$LOLP_N \leq 1 - POPM = LOLP_I \quad (8)$$

## 4.4 Criterios de estudio de Fiabilidad

### 4.4.1 Criterios de Generación. Modelado

- **Hidrología:**

Las precipitaciones recibidas durante el año, determinan la cantidad de energía eléctrica que se producirá de las centrales hidroeléctricas. La pluviosidad determina el volumen de agua que está embalsada, por tanto, determina la energía potencial que pueden producir las centrales hidroeléctricas con embalse. Las centrales hidroeléctricas de pasada, o fluyentes, para generar electricidad requieren de un caudal suficiente, del río donde estén instaladas. El caudal de un río, depende a su vez, de las precipitaciones recibidas a lo largo del curso del río.

El caso más desfavorable para el estudio de la fiabilidad de un sistema eléctrico, es suponer que el año en estudio, es un “**año seco**”. Se considerará “año seco” al año con menos pluviosidad que se tenga registrado en los datos históricos. Esto es un criterio conservador.

- **Viento y radiación solar:**

El viento y la radiación solar son fenómenos meteorológicos difícilmente predecibles a largo plazo. Por lo que no se puede prever con precisión para un determinado instante la potencia generada de las centrales eólicas y solares, así que se supondrán unas potencias disponibles mínimas de estas centrales, que se obtendrán de los registros históricos y estadísticas existentes de sus producciones.

- **Pérdida del mayor generador:**

En sistemas donde no hay un gran número de generadores, este criterio es muy útil porque considera la posible indisponibilidad del generador de mayor potencia.

#### **Modelado de los grupos de generación:**

Se consideran dos estados posibles para un grupo generador, que son: estar operativo o no estar operativo.

En realidad, una central puede funcionar parcialmente, por lo que para modelar esto para los cálculos, se considera que una central eléctrica se puede dividir teóricamente en varios grupos que se comportarán de forma independiente para los cálculos. Dependiendo de la tecnología de la central, esta división se realiza de una forma u otra,

según su posible funcionamiento parcial, por ejemplo, según cómo funcionen las turbinas de la central.

Un grupo puede no estar operativo porque le estén realizando un mantenimiento o porque tenga una avería. Cuando un grupo esté operativo, se considera que la potencia instalada expresada en megavatios, será igual a la potencia que se considera disponible.

#### **4.4.2 Criterios de Demanda. Modelado**

La demanda suele crecer año tras año, excepto en años de crisis, debido a un mayor desarrollo y un mayor consumo de la población. Para realizar el estudio de la cobertura de la demanda es necesario valorar todos los casos posibles, siendo el más importante para este estudio, el caso más desfavorable, que será el de mayor demanda prevista.

La previsión de la demanda se basa en datos históricos, y tiene en cuenta otros factores económicos y climatológicos principalmente.

##### **Modelado de la demanda:**

Los datos de la demanda utilizados para este estudio, son horarios y se expresan en megavatios.

#### **4.4.3 Influencia de las interconexiones. Modelado**

Este estudio tiene en cuenta las interconexiones existentes y futuras con otras islas cercanas.

##### **Modelado de las interconexiones:**

Para este estudio, Menorca se considera un sistema eléctricamente aislado, por lo que las interconexiones se modelan como si fuesen grupos generadores equivalentes independientes. La potencia máxima que puede suministrar la interconexión, se considera como la potencia instalada de la supuesta central eléctrica.

Para las interconexiones también se considera una tasa de fallos y se tienen en cuenta los periodos de mantenimiento necesarios.

## 4.5 Estudio de Fiabilidad mediante el Método Determinista

Este es el método más sencillo y más conservador para realizar un estudio de la fiabilidad de un sistema, ya que solo se analiza un conjunto muy reducido de escenarios, que suelen ser los más extremos.

Los datos de partida de los que hay que disponer son:

- la potencia disponible de los grupos generadores del sistema
- la demanda punta del sistema del periodo a analizar

Se utilizan los criterios más desfavorables:

- si el sistema tiene centrales hidroeléctricas, se considera “año seco”
- si el sistema tiene un número importante de generadores de energía eólica o solar, se suponen para el estudio unas potencias disponibles mínimas, obtenidas de los registros históricos y estadísticas existentes, y si no se disponen de estos datos, se considera nula la aportación de este tipo de generación.
- se parte de una estimación de la demanda eléctrica en la que se supone el máximo crecimiento previsto
- se evalúa la pérdida del mayor generador, si el sistema eléctrico consta de un número pequeño de generadores

Con estos datos se calculan los índices deterministas:

- el índice de cobertura
- el margen de reserva

En el ejemplo que se va a mostrar a continuación, se analizan diferentes hipótesis, para comprobar como afecta cada una al estudio determinista de un sistema eléctrico. Aunque la experiencia es otra distinta, y los operadores del sistema consideran para sus estudios las situaciones más adversas, siendo muy conservadores cuando aplican técnicas deterministas.

### **Ejemplo 1:**

Estudio de la fiabilidad del equipo generador mediante el método determinista de un sistema eléctrico en el que los datos de partida son:

Demanda máxima prevista: 11000 MW  
Potencia térmica disponible: 9000 MW  
Potencia hidráulica instalada: 4000 MW  
Potencia del grupo más grande: 800 MW  
Potencia hidráulica en “año seco”: 1500 MW  
 $I.C. \text{ mínimo} = 1,1$  (es el índice de cobertura mínimo de la península)

Se considera que si no es “año seco”, la potencia hidráulica instalada es la potencia disponible.

No se considera pérdida del mayor generador porque en este ejemplo, se analiza un sistema con un gran número de grupos generadores.

En este ejemplo, se analizan diferentes casos, para poder apreciar cómo afectan cada uno de los criterios del estudio que se han supuesto. No obstante, siempre el operador del sistema tiene en cuenta el caso más desfavorable.

Para los cálculos de este ejercicio se determinará el Índice de cobertura descrito en (1).

- 1) Considerando que toda la potencia instalada está disponible:

$$I.C_1(p.u) = \frac{9000 + 4000}{11000} = 1.182$$

$I.C_1(p.u) > 1.1$ , por lo que se consideraría asegurado el suministro en la hora de la demanda máxima.

- 2) Considerando la hipótesis de hidraulicidad, es decir, considerando un “año seco”, y que la disponibilidad térmica es del 100%:

$$I.C_2(p.u) = \frac{9000 + 1500}{11000} = 0.954$$

$I.C_2(p.u) < 1$ , por lo que no se consideraría asegurado el suministro en “año seco”, en la hora de demanda máxima.

- 3) Considerando una disponibilidad térmica del 100% menos la potencia del grupo de mayor potencia.

$$I.C_3(p.u) = \frac{8200 + 4000}{11000} = 1.109$$

$I.C_3(p.u) > 1.1$ , por lo que se consideraría asegurado el suministro en la hora de máxima demanda, aunque falle el grupo de mayor tamaño.

- 4) Considerando las situaciones más adversas, es decir, considerando “año seco” y pérdida del mayor generador (caso real en la práctica):

$$I.C_4(p.u) = \frac{8200 + 1500}{11000} = 0.8808$$

$I.C_4(p.u) < 1$ , por lo que no se consideraría asegurado el suministro en las condiciones posibles más desfavorables, en la hora de máxima demanda. Ya había quedado demostrado al calcular el índice de cobertura en “año seco”, puesto que con sólo esta condición ya no se consideraría asegurado el suministro en la hora de demanda máxima.

## 4.6 Estudio de Fiabilidad mediante el Método Probabilista

Este método analiza un número elevado de escenarios, por lo que es un método más realista.

Para este estudio, los índices que se van a tener en cuenta para determinar la fiabilidad del sistema eléctrico son: la probabilidad de pérdida de carga LOLP y la pérdida de carga esperada LOLE.

Las etapas necesarias para determinar la fiabilidad del sistema eléctrico son:

- 1) Conocer los componentes de la generación, su potencia disponible, su tasa de fallos y sus periodos de mantenimiento preventivo. Se tendrá en cuenta los tipos de centrales que forman el grupo generador del sistema eléctrico en estudio.
- 2) Definir los posibles estados de cada componente de la generación, que son: operativo (1) o no operativo (0). Si “n” es el número de generadores, el número de estados posibles del sistema de generación será  $2^n$ .
- 3) Conocer la curva horaria de la demanda prevista.
- 4) Analizar los posibles estados de pérdida de carga, y determinar si en cada caso se cubre la punta máxima de la demanda o no es así.
- 5) Calcular los índices de fiabilidad LOLP y LOLE según (4) y (5).
- 6) Analizar los resultados, determinando si el LOLE está dentro del límite de fiabilidad, que está regulado, que considera que un sistema eléctrico es fiable si no se cubre la demanda como máximo en 1 día en 10 años.

En el siguiente ejemplo solo se ha analizado una foto de demanda máxima. En la práctica, con un modelo probabilístico, habría que analizar que ocurre las 8760 horas del año, como se realiza posteriormente en el caso de estudio del sistema de Menorca.

### **Ejemplo 2:**

Estudio de la fiabilidad en la hora de máxima demanda del año mediante el método probabilista de un sistema de 3 generadores en el que los datos de partida son:

Demanda máxima prevista: 23 MW	
Generador 1: 24 MW	EFOR=0.03
Generador 2: 20 MW	EFOR=0.04
Generador 3: 10 MW	EFOR=0.32

Número de grupos generadores:  $n=3$   
Estados posibles:  $2^n=2^3=8$

$$\text{Potencia instalada total} = 24+20+10= 54 \text{ MW}$$

Se considera que la potencia instalada es la potencia disponible de los grupos cuando están operativos.

En la hora de máxima demanda, ningún grupo estaba en periodo de mantenimiento. La tabla 1 muestra los ( $2^3$ ) estados posibles.

Estados	Generador 1	Generador 2	Generador 3	Potencia fallada (MW)
1	1	1	1	0
2	1	1	0	10
3	1	0	1	20
4	1	0	0	30
5	0	1	1	24
6	0	1	0	34
7	0	0	1	44
8	0	0	0	54

**Tabla 1. Estados posibles del sistema del ejemplo 1**

Para calcular la probabilidad de pérdida de carga se conoce que la probabilidad de no estar operativo un grupo generador, es el EFOR, por lo que se deduce, que la probabilidad de estar operativo es 1-EFOR.

La probabilidad de que se den simultáneamente varias situaciones, se obtiene multiplicando las probabilidades de que ocurran las situaciones de forma independiente.

A partir de la tabla 1, analizando si los grupos generadores están o no operativos para cada estado, se deduce la probabilidad de pérdida de carga que se presenta en la tabla 2.

Estados	Probabilidad de pérdida de carga (P)
1	$(1-0,03)*(1-0,04)*(1-0,32)=0,97*0,96*0,68=0,633216$
2	$(1-0,03)*(1-0,04)*0,32=0,97*0,96*0,32=0,297984$
3	$(1-0,03)*0,04*(1-0,32)=0,97*0,04*0,68=0,026384$
4	$(1-0,03)*0,04*0,32=0,97*0,04*0,32=0,012416$
5	$0,03*(1-0,04)*(1-0,32)=0,03*0,96*0,68=0,019584$
6	$0,03*(1-0,04)*0,32=0,03*0,96*0,32=0,009216$
7	$0,03*0,04*(1-0,32)=0,03*0,04*0,68=0,000816$
8	$0,03*0,04*0,32=0,000384$

**Tabla 2. Probabilidad de pérdida de carga cada estado posible del ejemplo 1**

Considerando una demanda máxima prevista de 23 MW, se analiza para cada estado si supone o no un fallo en el suministro eléctrico.



Estados	Potencia disponible (MW)	Fallo de suministro
1	54	NO
2	54-10=44	NO
3	54-20=34	NO
4	54-30=24	NO
5	54-24=30	NO
6	54-34=20	NO
7	54-44=10	SI
8	54-54=0	SI

**Tabla 3. Potencia disponible en cada estado y posibilidad de fallo de suministro del ejemplo 1**

El LOLP es un índice que analiza si hay pérdida de carga, por lo que los estados que van a determinar el valor de este índice, serán aquellos en los que se produzca un fallo en el suministro eléctrico.

No se cubrirá la demanda eléctrica prevista, en el caso que ocurran cualquiera de los estados 7 u 8:

$$\text{LOLP (p.u)} = P_7 + P_8 = 0,000816 + 0,000384 = \mathbf{0,0012}$$

**La probabilidad de pérdida de carga es de un 0,12%,**

Utilizando las fórmulas (4) y (5) se conoce el valor del LOLE, considerando que el LOLP es el mismo para todas las horas de 1 año:

$$\text{LOLE(horas/año)} = \text{LOLP} * (\text{horas/año}) = 0,0012 * 365(\text{días/año}) * 24(\text{horas/día}) = \mathbf{10,51 \text{ horas/año}}$$

**No se asegura la cobertura de la demanda, puesto que el LOLE de referencia para un año, es de 2,4 horas al año, que equivale a la pérdida de 1 día en 10 años.**

## **5. HERRAMIENTA INFORMÁTICA**

### **5.1 Introducción**

En este proyecto, se ha desarrollado una aplicación informática llamada COPRODE, Cobertura Probabilística de Demanda, que tiene por finalidad calcular los índices de cobertura probabilística de la demanda LOLE, LOLP y EDNS, en base a lo indicado en el Real Decreto 1747/2003, según el cuál la potencia instalada en cada uno de los SEIE, debe ser tal que la probabilidad de no cubrir la demanda no supere 2,4 horas/año, o calculando mensualmente, 0,2 horas/mes.

Esta aplicación, COPRODE, también permite calcular los índices asociados a la cobertura de la reserva, que según los Procedimientos de Operación de los SEIE (P.O.1), establecen como reserva requerida, la máxima pérdida de potencia esperada, equivalente a dos veces la mayor potencia neta asignada (mayor grupo acoplado).

### **5.2 Desarrollo de la aplicación**

Esta herramienta informática está desarrollada en lenguaje *Visual Basic for Applications* (VBA) para Excel.

**Microsoft Office Excel**, mas conocido como **Microsoft Excel**, es una aplicación para manejar hojas de cálculo. Este programa es desarrollado y distribuido por Microsoft, y es utilizado normalmente en tareas financieras y contables. El programa muestra las celdas organizadas en filas y columnas, y cada celda contiene datos o una fórmula, con relativas o absolutas referencias a otras celdas.

**Microsoft VBA** es el lenguaje de macros de Microsoft Visual Basic que se utiliza para programar aplicaciones Windows y que se incluye en varias aplicaciones Microsoft. VBA permite a usuarios y programadores ampliar la funcionalidad de programas de Microsoft Office. Microsoft VBA viene integrado en aplicaciones de Microsoft Office, como Word, Excel y Access, Powerpoint, y Visio. Prácticamente cualquier cosa que se pueda programar en Visual Basic 5.0 o 6.0 se puede hacer también dentro de un documento de Office, con la sola limitación que el producto final no se puede compilar separadamente del documento, hoja o base de datos en que fue creado; es decir, se convierte en una macro. Esta macro puede instalarse o distribuirse con sólo copiar el documento, presentación o base de datos.

El programa está preparado para poder realizar los cálculos anuales de forma independiente, por lo que si se quiere analizar la cobertura de la demanda en un sistema eléctrico en los próximos 11 años, se deben estudiar los 11 años por separado.

### 5.2.1 Estructura del programa

El libro Excel se ha estructurado en diferentes hojas, de tal forma, que los datos que contengan cada una de ellas, sean del mismo tipo de información.

Se muestra un diagrama de flujo donde se muestran las diferentes hojas de la aplicación:

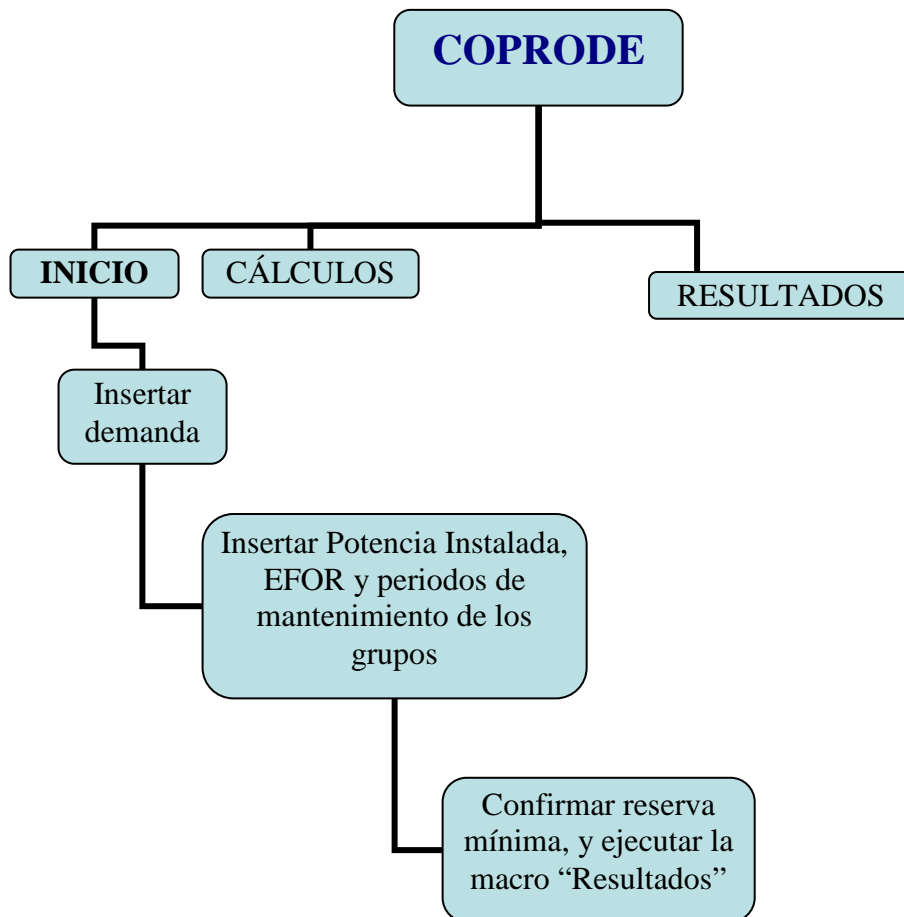


Figura 23. Estructura de la aplicación COPRODE

Las hojas se explican a continuación:

**INICIO:** En la pantalla inicial se indicará el nombre del sistema eléctrico y el año que se desea estudiar. Mediante una serie de botones, se avanzará a otras pantallas dentro de la misma hoja, de tal forma que se siga un orden lógico de inserción de datos del sistema.

**CÁLCULOS:** Esta hoja contiene todos los datos de entrada, ordenados de tal forma que cuando se ejecute el programa, este los lea. Esta hoja no debe ser modificada por el usuario de la aplicación.

**RESULTADOS:** En esta hoja, se muestra un cuadro con los índices de cobertura probabilística, y algún dato más que se ha considerado relevante para el estudio. En esta hoja hay un cuadro en el que se muestran los datos del año en estudio por meses y también hace un cómputo anual.

### **5.2.2 Tiempo de ejecución del programa**

El tiempo de ejecución del programa depende del tamaño del sistema. La aplicación se ha dimensionado para un número máximo de 13 grupos posibles, y el tiempo máximo requerido para obtener los resultados de un año es de 45 minutos aproximadamente.

Se ha conseguido reducir el tiempo de cálculo de varias horas a 45 minutos, y esto se ha conseguido utilizando los recursos posibles que ofrece tanto Excel, como el lenguaje Visual Basic en el desarrollo de las macros. Se tiene la limitación de que muchos de los datos que se utilizan en la ejecución del programa, están en diferentes hojas Excel, ya que en una no es posible tener todos los datos. También retarda la ejecución de la macro, el hecho de que el programa tiene que escribir en una hoja Excel los resultados de forma horaria.

Este elevado tiempo de ejecución se debe principalmente a la cantidad de datos del sistema que se deben tener en cuenta para realizar los cálculos, ya que se analizan datos de demanda de las 8760 horas de cada año.

## **5.3 Entrada de datos**

Los datos de entrada que se han considerado para el estudio son:

- demanda horaria del año en estudio en megavatios
- potencia instalada, tasa de fallos y periodos de mantenimiento de los grupos generadores, en megavatios, tanto por uno y número de días respectivamente
- margen de reserva mínimo en megavatios

El proceso mediante el cual el usuario introduce estos datos en el programa para obtener unos resultados, se explica a continuación:

1) Inicialmente, se pulsa el botón “Borrar Todo” si es necesario eliminar datos de anteriores estudios.

A continuación, como se ha indicado en el anterior apartado, se escribirá el nombre del sistema, las fechas del periodo y el año que se desea estudiar. Las fechas deben ir en el siguiente formato: dd/mm/aaaa.

COBERTURA PROBABILÍSTICA DE LA DEMANDA A LARGO PLAZO EN LOS SEIES			
SUBSISTEMA:		MENORCA	
PERIODO (Fecha inicio - Fecha fin)		01/01/2012	31/12/2012
			2012

Figura 24. Pantalla Inicio de la hoja “INICIO” del Programa COPRODE

2) Pulsando el botón “Siguiente”, se accede a la pantalla donde se deben insertar los datos de la demanda anuales, de forma horaria. Es necesario que sea en el mismo formato, es decir, todos los datos ordenados verticalmente.

Se insertarán los datos de las 8760 horas de cada año, y si es bisiesto las 8784 horas. La demanda debe estar expresada en megavatios.

Antes de insertar estos datos, se pulsa el botón “Borrar Demanda” si es necesario borrar los datos que ya están pegados.

Una vez pegados los nuevos datos de demanda, se pulsa el botón “Ordenar Demanda”, con lo que se ejecuta una macro, que pega los datos ordenados en la hoja “CÁLCULOS”. Cuando finalice la ejecución de la macro, se vuelve a la hoja “INICIO” automáticamente.

**1. Pegar como valores, los datos de la demanda en MW:**

Atrás

Siguiete

FECHA	PERIODO	2012
01/01/2012	1	60,42
01/01/2012	2	55,77
01/01/2012	3	50,89
01/01/2012	4	47,10
01/01/2012	5	43,98
01/01/2012	6	42,95
01/01/2012	7	42,72
01/01/2012	8	43,68
01/01/2012	9	44,37
01/01/2012	10	49,76
01/01/2012	11	55,25
01/01/2012	12	58,08
01/01/2012	13	62,08
01/01/2012	14	61,19
01/01/2012	15	60,78
01/01/2012	16	57,81
01/01/2012	17	58,49

Borrar Demanda

Ordenar Demanda

**Figura 25. Pantalla “Demanda” de la hoja “INICIO” del Programa COPRODE**

3) Pulsando el botón “Siguiete”, se accede a otra pantalla, en la que se debe indicar la potencia instalada en megavatios, y la tasa de fallos, EFOR, en tanto por uno, de cada grupo generador. El grupo de mayor tamaño se debe poner en el primer lugar, y si existen interconexiones, estas deben ir en último lugar. Las interconexiones se tratan como grupos generadores independientes.

El cuadro amarillo cuenta el número de grupos generadores teóricos que se consideran para el estudio. Es un dato necesario para la posterior ejecución del programa.

A continuación, se pulsa el botón “Ordenar Generación”, que ejecuta diferentes macros que ordena las potencias instaladas y las tasas de fallo de cada grupo, en la hoja “CÁLCULOS”. Las macros que ejecuta en orden son: “ordenar potencia”, “ordenar EFOR” y “periodo\_funcionamiento”.

También se deben insertar las fechas de inicio de los mantenimientos de cada grupo, si los hubiese, y la duración en días de los mismos. Si fuese necesario indicar más periodos de mantenimiento para un mismo grupo, se puede hacer, ejecutando la macro cada vez que se actualicen los datos del nuevo periodo de mantenimiento.

Los formatos de la fecha deben ser dd/mm/aaaa.

A continuación se pulsa el botón “Ordenar Mantenimientos” que tiene una macro asociada, “mantenimientos”, que cuando se ejecuta escribe en la hoja “CÁLCULOS”,

un 0 en la potencia y un 1 en la tasa de fallos en los periodos de mantenimiento de cada grupo.

**2. Indicar la Potencia Instalada de los Grupos de Generación, su tasa de fallos y su periodo de funcionamiento:**

Atrás      Siguiente

GRUPOS	Potencia	EFOR	FECHA ON	FECHA OFF	Fecha inicio mantenimiento	Nº Dias
G1	33,7 MW	0,045	01/01/2012	31/12/2012	01/04/2012	30
G2	32,7 MW	0,03	01/01/2012	31/12/2012	01/04/2012	30
G3	13,6 MW	0,03	01/01/2012	31/12/2012	01/10/2012	31
G4	13,6 MW	0,03	01/01/2012	31/12/2012	01/02/2012	28
G5	13,6 MW	0,03	01/01/2012	31/12/2012		
G6	21,1 MW	0,03	01/01/2012	31/12/2012	01/05/2012	31
G7	21,1 MW	0,05	01/01/2012	31/12/2012	01/11/2012	30
G8	24,8 MW	0,03	01/01/2012	31/12/2012		
G9	24,8 MW	0,03	01/01/2012	31/12/2012		
G10	25,0 MW	0,003	01/01/2012	31/12/2012	01/11/2012	15
G11	25,0 MW	0,03	01/01/2012	31/12/2012	16/11/2012	15
G12						
G13						
Nº grupos:	11					

Ordenar Generación

Ordenar Mantenimientos

Figura 26. Pantalla “Generación” de la hoja “INICIO” del Programa COPRODE

4) Pulsando de nuevo el botón “Siguiente” se accede finalmente a la última pantalla, en la que por defecto, aparece el dato de reserva mínima, que se corresponde con la potencia instalada del grupo de mayor tamaño, multiplicada por 2. Si se desea realizar los cálculos con otra reserva mínima, este valor se puede cambiar manualmente.

Se pulsa el botón “Resultados”, y se ejecuta la macro “Cálculos”. Cuando finalice esta ejecución, aparece la hoja “RESULTADOS” con todos los valores obtenidos.

**3. Ejecutar la macro de "Resultados":**

Atrás

RESERVA MÍNIMA= 67,4

Resultados

Figura 27. Pantalla Resultados de la hoja “INICIO” del Programa COPRODE

En el anexo 1 se adjunta la programación de las diferentes macros utilizadas.

En cualquier pantalla de la hoja “INICIO” se puede volver a la pantalla anterior, por si se desea modificar o revisar cualquier dato insertado, y eso solo pulsando el botón “Atrás”.

## 5.4 Salida de resultados

En la hoja “RESULTADOS” se obtienen los índices de cobertura probabilística para un sistema eléctrico en un año determinado. Los datos mostrados son: LOLP, LOLE, EDNS, LORP, LORE, ERNS, la demanda punta, la potencia media total disponible y la potencia disponible de las interconexiones.

En la siguiente figura los datos se muestran de forma mensual y debajo se muestra un cómputo anual.

2012									
MES	LOLE (h)	LOLP	EDNS (MWh)	LORE (h)	LORP	ERNS (MWh)	Demanda Punta (MW)	P. media disponible (MW)	P. interconexiones (MW)
Enero	0,00151329	2,034E-06	0,00999747	5,402902125	0,00726197	56,28330043	102,6653203	289,000	90,000
Febrero	0,00772894	1,1501E-05	0,05505438	15,53839999	0,02312262	176,3380377	102,7472821	275,400	90,000
Marzo	0,00070124	9,4253E-07	0,00436692	3,426386601	0,00460536	31,74681851	98,64502047	289,000	90,000
Abril	0,14639062	0,00020332	0,93537018	375,8982936	0,52208096	4403,828655	88,46498762	222,600	90,000
Mayo	3,87986736	0,00521488	33,2480191	321,1982981	0,43171814	8004,411484	103,6661933	267,900	90,000
Junio	1,09191988	0,00151656	9,10123276	248,5619238	0,34522489	4188,332261	127,4246945	289,000	90,000
Julio	0,18007719	0,00024204	1,46438766	91,86846186	0,12347912	1311,650462	140,6441374	289,000	90,000
Agosto	0,92779184	0,00124703	8,20045904	197,7615011	0,26580847	3054,214131	166,7241139	289,000	90,000
Septiembre	0,03727613	5,1772E-05	0,26690263	40,27201343	0,05593335	453,4033915	128,1755945	289,000	90,000
Octubre	0,00287436	3,8634E-06	0,0193596	7,840788318	0,01053869	80,58281368	113,0288519	275,400	90,000
Noviembre	0,00408985	5,6803E-06	0,02570224	12,85571024	0,01785515	130,4332868	93,29113603	222,900	45,000
Diciembre	0,00191708	2,5767E-06	0,01167391	5,72628357	0,00769662	61,03457417	103,3194508	289,000	90,000
Año	6,28214777	0,00070852	53,3425259	1326,350963	0,15127711	21952,25921	166,7241139	273,933	86,250

Figura 28. Hoja “RESULTADOS” del Programa COPRODE

El usuario puede utilizar los datos obtenidos de varios años para realizar un estudio de cobertura de la demanda en el número de años deseado.

El proceso de ejecución del programa se deberá repetir tantas veces como años se deseen estudiar.



## **6. ESTUDIO DE COBERTURA DE DEMANDA EN EL SISTEMA INSULAR DE MENORCA**

### **6.1 Introducción**

En este capítulo se explica la situación actual de la isla de Menorca y se exponen los criterios que se han tenido en cuenta para el estudio de la cobertura de la demanda en el sistema eléctrico insular de Menorca, para el periodo 2009-2020.

La fiabilidad del sistema, se estudia atendiendo a los índices de cobertura probabilista principalmente, pero también se tienen en cuenta los índices de cobertura deterministas, que aunque son más conservadores y no consideran aleatoriedad de la operación, resultan muy intuitivos. Los índices de cobertura probabilista consideran la aleatoriedad inherente de la operación del sistema eléctrico, por lo que utilizando estos índices, se realiza un estudio más realista del sistema.

### **6.2 Sistema eléctrico de Menorca**

#### **6.2.1 Información general de Menorca**

En este apartado se realiza una exposición de la información básica de la isla Menorca, de donde se va a realizar el estudio de cobertura de demanda eléctrica para los próximos años [15].

**Situación:** Menorca es una isla que está situada en el extremo más oriental de las Islas Baleares.

**Dimensiones:** La longitud máxima es de casi 48 kilómetros, y la anchura de 19,5 km. La superficie, incluyendo los islotes adyacentes, es de algo más de 700 km<sup>2</sup>.

**Población:** Es de 92.434 habitantes.

**Orografía:** No existen alturas importantes. El punto más alto es Monte Toro, situado en el centro de la isla, con 358 metros. Tampoco hay ríos propiamente dichos, tan solo torrentes que permanecen secos fuera de la época de lluvias. Menorca tiene un 46% de superficie protegida.

**Climatología:** Menorca disfruta de un clima mediterráneo, sin temperaturas extremas. . El viento más fuerte y dañino para la isla es el del Norte (Tramontana), que en invierno alcanza a menudo los 100 km/hora. En verano, suelen soplar brisas térmicas en la costa que no provocan mal estado de la mar. Los meses más lluviosos son los de Octubre y Noviembre, aunque también Septiembre es a veces lluvioso. En los meses invernales, las precipitaciones duran hasta la llegada de Abril.

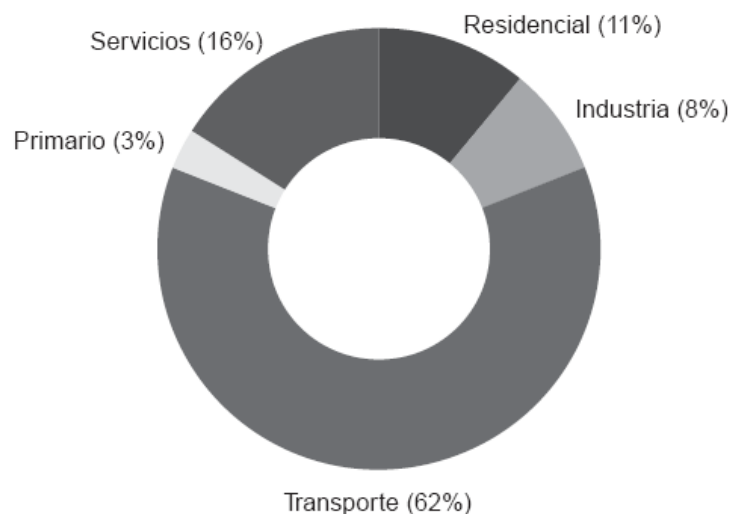
### 6.2.2 Situación energética en Menorca

Menorca, presenta un contexto energético marcado por la escasa diversificación de fuentes energéticas y un perfil de consumo caracterizado por la estacionalidad [16].

Desde el punto de vista energético, cabe destacar las consecuencias, por una parte, de una economía basada principalmente en la actividad turística de carácter marcadamente estacional que obliga a un nivel de calidad energética, tanto desde el punto de vista de generación como de consumo, superior al de otros entornos, y por otra parte la existencia de otros condicionantes derivados de la insularidad:

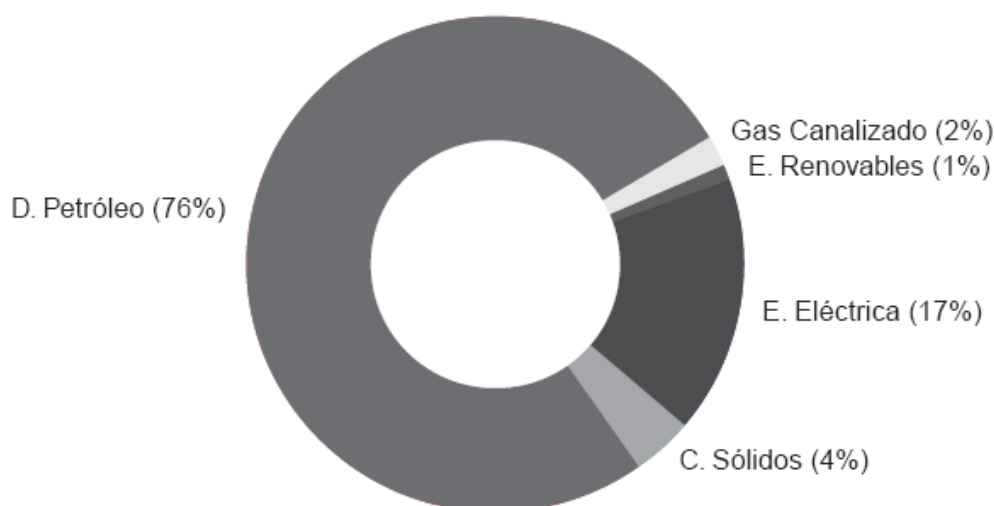
- La dimensión, generalmente limita el abanico de tecnologías y de combustibles y dificulta la competitividad por el efecto de escala.
- La necesidad de potencia de reserva como garantía de suministro encarece los ya de por sí caros sistemas eléctricos insulares.
- La general carencia de espacio para infraestructuras energéticas viene agravada en los espacios geográficamente limitados de la isla, ya que el 46% está protegido. Menorca fue declarada por la UNESCO Reserva de la Biosfera en el año 1993. Además el paisaje agrario de la isla es de gran singularidad, con una diversidad biológica muy rica y una importante herencia arqueológica y cultural.
- La carencia de recursos hidráulicos importantes y la aleatoriedad en la producción de las centrales de energías renovables, como eólicas y solares, limitan la participación de las energías renovables.

La conjunción de estos y otros muchos factores describe un perfil energético en el que los sectores de transporte y servicios representan los sectores con el porcentaje más elevado de demanda energética.



**Figura 29. Consumo final energético por sectores económicos (Agencia de Energía de Menorca)[16]**

En cuanto a la distribución de consumo por vectores energéticos, los productos derivados del petróleo –consumidos básicamente para la producción de energía eléctrica en la central térmica de Mahón, y por el transporte – representan más de un 70% del consumo final energético en Menorca. Además, la falta de gas canalizado, favorece la mayor participación de la electricidad en el mix energético, a la cual corresponde un 25% del consumo final.



**Figura 30. Consumo final energético (Agencia de Energía de Menorca) [16]**

No obstante, observando la evolución del consumo energético en Menorca durante los últimos 10 años cabe resaltar que la situación de bonanza económica (de la última década, constituye una amenaza para la sostenibilidad y que las necesidades de disminución de la emisión a la atmósfera de gases causantes del efecto invernadero y otros impactos ambientales, han de ser cubiertas con un incremento de la eficiencia en la transformación y la utilización de la energía y con la progresiva introducción de combustibles menos agresivos. Aunque hay que resaltar que la situación económica y social ha experimentado un cambio en el país debido a la crisis económica mundial.

Las energías renovables representan un porcentaje muy pequeño del consumo energético global. No obstante, es posible pensar en una producción eléctrica considerable a través de la energía eólica si tenemos en cuenta la evolución que ha experimentado el desarrollo de aerogeneradores para producir electricidad y volcarla a la red y el nivel de vientos que hay en la costa norte de Menorca.

En el debate sobre la implantación de parques eólicos en la Isla para la producción de energía eléctrica, son muchas las voces que se alzan a favor de la generación eólica como base para la necesaria diversificación y consecuente aumento de la autonomía energética de las islas, pero también muchas las dudas sobre la compatibilización de los impactos paisajísticos de los parques con el concepto de Isla Reserva de la Biosfera.

En el 2009 se ha realizado la construcción del gasoducto Denia-Ibiza-Mallorca [17].

### 6.2.3 Características del sistema eléctrico de Menorca

[1] El **sistema eléctrico balear** cuenta con 2 subsistemas eléctricamente aislados: Mallorca-Menorca e Ibiza-Formentera. El subsistema Mallorca-Menorca está unido mediante una interconexión a 132 kV y el subsistema Ibiza-Formentera con dos interconexiones a 30 kV. Se adjunta en el Anexo 2 un mapa del sistema eléctrico balear.

Está prevista en el 2013 la puesta en servicio de una interconexión que una los dos subsistemas (Mallorca-Menorca e Ibiza-Formentera) en un único sistema eléctrico. Está igualmente prevista la puesta en servicio de la interconexión del sistema eléctrico balear con la península, a través de un enlace submarino (bipolo en corriente continua). Esta interconexión aumentará la fiabilidad y calidad de suministro en el sistema.

Aunque Menorca no esté eléctricamente aislado, es necesario estudiar las necesidades de suministro eléctrico que tendrá en el futuro, como un sistema eléctrico independiente. Se analizarán a continuación las características de este sistema eléctrico.

En la figura 31 se observa el mapa del sistema eléctrico de Menorca a fecha de enero de 2009. La leyenda se puede ver en el Anexo 3.



Figura 31. Mapa eléctrico de Menorca. REE [1]

#### 6.2.3.1 Generación existente en Menorca

El equipo generador existente en el sistema eléctrico insular de Menorca, ordenado según tecnologías de generación, a fecha 31/12/2008 se muestra en la Tabla 4.

Potencia instalada en b.c. en Menorca				
Central	Motor Diesel	Turbina gas	Parque eólico	Total (MW)
CT Mahón	41	158	-	<b>199</b>
Eólica	-	-	3	<b>3</b>
<b>TOTAL</b>	<b>41</b>	<b>158</b>	<b>3</b>	<b>202</b>

Tabla 4. Potencia instalada en Menorca a 31 de diciembre del 2008

**Central térmica de Mahón:** Es una central térmica convencional, que puede utilizar como combustibles fuel-oil o gas. Actualmente petróleo es más caro que el gas, por lo que la futura construcción del gasoducto, abaratará el coste de la energía. La potencia instalada total es de 199MW, y esta central tiene 9 grupos generadores.

**Parque eólico:** La construcción de este primer parque, pretende ser una prueba piloto que permita evaluar las consecuencias ambientales y socioeconómicas de esta prometedora fuente de energía en Menorca. La potencia instalada es de 3 MW.

Además de estas dos centrales, por ser un sistema eléctrico insular, es necesario que se disponga de grupos electrógenos móviles, por posibles fallos tanto del equipo generador como de la red de transporte. No se dispone de la información de los grupos electrógenos disponibles en la isla.

Es necesario indicar que sería conveniente que las futuras instalaciones de generación tengan una potencia instalada considerablemente menor que la central de Mahón, porque en el caso de fallo de un grupo generador, la cobertura de la demanda eléctrica quede asegurada.

Durante el periodo 2009-2020 no está previsto que entre en funcionamiento ningún grupo nuevo, ni tampoco que deje de funcionar algún grupo de los ya existentes.

#### **6.2.3.2 Red eléctrica existente en Menorca**

A diferencia del sistema peninsular, en Baleares el 100% de la red gestionada por Red Eléctrica es de la empresa Gesa Endesa. Este hecho diferencial con respecto a la península requiere una labor de coordinación con el agente transportista para la planificación del mantenimiento.

No es objeto de este proyecto profundizar en el estado de la red de transporte, puesto que el análisis se considera a nudo único, pero es necesario indicar, que en Menorca existe una red de 132 kV cerrada.

### **6.2.3.3 Demanda en Menorca**

La demanda, como se ha indicado en anteriores apartados, depende fundamentalmente del desarrollo económico de la región, y en Menorca, en los últimos años se ha producido un aumento de la demanda año tras año. La variación de la demanda punta del año 2008 al 2009 ha sido de un 3,4%.

Para este proyecto, Red Eléctrica de España (REE) ha facilitado los datos de la demanda horaria prevista en el año 2009. Para los próximos años, ha facilitado la estimación de la variación de la demanda punta de un año a otro, expresada de forma porcentual. En la tabla 5 se muestran las variaciones previstas de demanda punta:

Variación de la demanda punta	
Año	
2010	4,2%
2011	7,6%
2012	7,8%
2013	5,3%
2014	6,2%
2015	3,7%
2016	3,7%
2017	3,6%
2018	3,6%
2019	3,6%
2020	3,6%

**Tabla 5. Variación estimada por REE de la demanda punta en Menorca**

Estas variaciones estimadas de la demanda punta para los próximos años, son conservadoras, porque debido a la situación económica actual, este incremento será menor de lo estimado hace un año.

El consumo en Menorca es claramente estacional, puesto que el turismo es la base de la economía de la región, por lo que los principales problemas en garantizar la cobertura de la demanda, se producen en la época estival.

### **6.2.3.4 Interconexión con Mallorca**

Como se ha indicado anteriormente, existe una interconexión entre Menorca y Mallorca de 45 MW, pero está funcionando a un máximo de 35 MW hasta que entre en funcionamiento la segunda interconexión, momento en el cual, ambas interconexiones funcionarán a la potencia normal, 45 MW. Actualmente la interconexión que hay, funciona a una potencia menor, porque en caso de fallo de la misma, el sistema de Menorca sufriría un descenso demasiado brusco del suministro eléctrico. En cambio, cuando entren dos interconexiones en funcionamiento, si falla alguna de las dos, la otra podría soportar parte de la potencia que suministraba la interconexión que falla, y el sistema eléctrico de Menorca no sufriría un descenso tan brusco del suministro eléctrico.

## 6.3 Hipótesis de cálculo

### 6.3.1 Criterios en la generación

#### 6.3.1.1 Modelado de los grupos

Para los cálculos de este estudio no se tiene en cuenta la central eólica de Menorca, debido al carácter no gestionable de la misma, y porque además es una planta de reciente instalación y no existen datos históricos para estimar su potencia disponible.

El modelado de la central térmica con turbinas “twin pack” (2 turbinas con un único alternador) se realiza considerando como 2 grupos independientes de potencia igual a la potencia unitaria de cada turbina. Menorca dispone de 2 turbinas de gas y 2 turbinas “twin pack” y tres motores diesel, por lo que la central térmica se puede modelar como 9 grupos generadores independientes.

A continuación se muestra la Tabla 6, en la que se detalla la potencia instalada de los grupos del equipo generador de Menorca:

Potencia instalada del equipo generador en Menorca		
Grupo	Tecnología	Potencia instalada
MHON_TG1	Turbina gas	33,7 MW
MHON_TG2	Turbina gas	32,7 MW
MHON_BW1	Motor diesel	13,6 MW
MHON_BW2	Motor diesel	13,6 MW
MHON_BW3	Motor diesel	13,6 MW
MHON_TG3A	Turbina gas	21,1 MW
MHON_TG3B	Turbina gas	21,1 MW
MHON_TG4A	Turbina gas	24,8 MW
MHON_TG4B	Turbina gas	24,8 MW

Tabla 6. Modelado de grupos térmicos en Menorca

#### 6.3.1.2 Mantenimiento de los grupos

El mantenimiento de una turbina de gas implica reducir a cero la potencia de cada grupo equivalente.

Se ha considerado un mantenimiento estimado de los grupos, con frecuencia anual y duración de 1 mes aproximadamente.

#### 6.3.1.3 Tasa de fallos de los grupos

El cálculo de la tasa de fallo de los generadores se realiza en base a los datos históricos disponibles, y se considera un valor mínimo de referencia EFOR=3%. No se considera

que el fallo de un grupo pueda afectar al resto de los generadores conectados en la misma barra.

Si se considera la puesta en servicio de algún grupo nuevo, la tasa de fallo EFOR será del 7% el primer año, y del 3% los años siguientes.

A continuación se muestra la Tabla 7, donde se detalla la tasa de fallos estimada para los grupos del equipo generador de Menorca:

Tasa de fallos del equipo generador en Menorca		
Grupo	Tecnología	EFOR (%)
MHON_TG1	Turbina gas	4,5 %
MHON_TG2	Turbina gas	3 %
MHON_BW1	Motor diesel	3 %
MHON_BW2	Motor diesel	3 %
MHON_BW3	Motor diesel	3 %
MHON_TG3A	Turbina gas	3 %
MHON_TG3B	Turbina gas	5 %
MHON_TG4A	Turbina gas	3 %
MHON_TG4B	Turbina gas	3 %

Tabla 7. Tasa de fallos de grupos térmicos en Menorca

#### 6.3.1.4 Otros criterios

La Hidrología no se tiene en cuenta puesto que no existen grupos que dependan de este factor.

El viento y el sol, tampoco son factores que influyan en el estudio, puesto que el equipo generador solo cuenta con un grupo que genera energía eólica, y no se tiene en cuenta este grupo generador en el estudio.

Se considera que no existe limitación ninguna en la utilización de fuel-oil, pero no es así con el gas, ya que de momento no existe un gasoducto que suministre a Menorca.

Tampoco se tiene en cuenta la estacionalidad en la potencia disponible de los grupos.

#### 6.3.2 Escenarios de Demanda

Los datos de la demanda que se utilizan para el estudio son datos horarios de la demanda punta estimada, ya que es el caso más desfavorable.

En la Tabla 8 se muestra el escenario de demanda. Lo que indican los porcentajes es la diferencia respecto al año anterior del consumo o de la demanda punta.



Demanda 2009-2020 en Menorca				
AÑO	Consumo		Demanda punta	
	GWh	%	MW	%
2009	543	0,6%	131	3,4%
2010	552	1,7%	137	4,2%
2011	565	2,4%	147	7,6%
2012	583	3,2%	159	7,8%
2013	605	3,8%	167	5,3%
2014	632	4,5%	177	6,2%
2015	661	4,6%	184	3,7%
2016	690	4,4%	191	3,7%
2017	721	4,5%	198	3,6%
2018	752	4,3%	205	3,6%
2019	783	4,1%	212	3,6%
2020	816	4,2%	220	3,6%

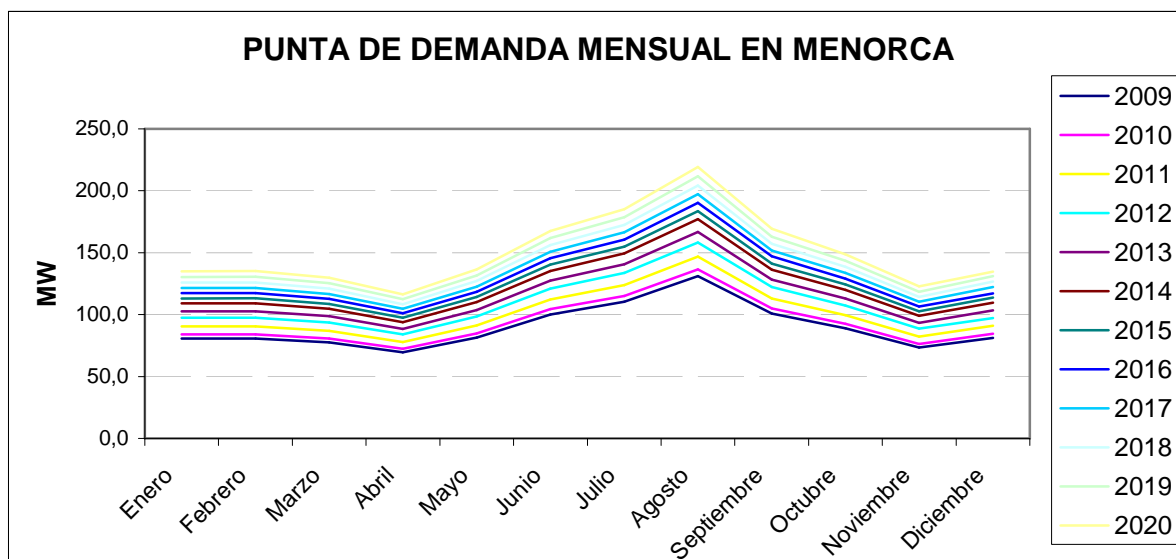
Tabla 8. Previsión de Demanda Eléctrica anual en Menorca en 2009-2020

Evolución de la Punta de Demanda mensual (MW)												
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Enero	80,7	84,1	90,4	97,5	102,7	109,0	113,1	117,2	121,5	125,8	130,4	135,1
Febrero	80,7	84,1	90,5	97,6	102,7	109,1	113,2	117,3	121,6	125,9	130,5	135,2
Marzo	77,5	80,8	86,9	93,7	98,6	104,8	108,6	112,7	116,7	120,9	125,3	129,8
Abril	69,5	72,4	77,9	84,0	88,5	93,9	97,4	101,0	104,7	108,4	112,3	116,4
Mayo	81,5	84,9	91,3	98,4	103,7	110,1	114,2	118,4	122,7	127,1	131,6	136,4
Junio	100,1	104,3	112,3	121,0	127,4	135,3	140,3	145,5	150,8	156,2	161,8	167,6
Julio	110,5	115,1	123,9	133,6	140,6	149,4	154,9	160,6	166,4	172,4	178,6	185,0
Agosto	131,0	136,5	146,9	158,3	166,7	177,1	183,6	190,4	197,3	204,4	211,7	219,3
Septiembre	100,7	104,9	112,9	122,3	128,2	136,1	141,2	147,0	151,7	157,1	162,8	169,4
Octubre	88,8	92,5	99,6	107,3	113,0	120,0	124,5	129,1	133,7	138,5	143,5	148,7
Noviembre	73,3	76,4	82,2	88,6	93,3	99,1	102,7	106,5	110,4	114,4	118,5	122,7
Diciembre	81,2	84,6	91,0	97,3	103,3	109,7	113,8	117,0	122,2	126,6	131,2	134,8

Tabla 9. Demanda Eléctrica mensual en Menorca en 2009-2020

En la Tabla 9 se muestran los valores de punta de demanda de forma mensual en el periodo 2009-2020. Se ha señalado el mes de agosto en rojo, porque es el mes donde se alcanzan las puntas de demanda.

En la figura 32 se muestra gráficamente la evolución anual estimada de la punta de demanda:



**Figura 32. Demanda Eléctrica mensual en Menorca en 2009-2020**

Se observa que los meses de mayor demanda son los meses de verano, y los meses de menor demanda son Abril y Noviembre, por lo que los mantenimientos preventivos de los grupos, es conveniente que se realicen en estos meses, en la medida de lo posible. Es aconsejable que los mantenimientos de los grupos no se realicen en los meses de verano.

### **6.3.3 Influencia de la Red**

En este estudio no se tiene en cuenta la influencia de la red eléctrica instalada en el sistema eléctrico de Menorca. Se considera nudo único por lo que solo se considera la fiabilidad del equipo generador.

Se recomienda que para futuras nuevas instalaciones de grupos generadores, se tenga en cuenta la ubicación, puesto que es más adecuado realizar esta instalación en otro lugar de la isla y no en la zona de Mahón, donde están ya la central térmica y la planta eólica, para evitar posibles saturaciones en la red de transporte.

### **6.3.4 Funcionamiento de las interconexiones**

Las interconexiones es un factor a tener en cuenta en el estudio de la cobertura de la demanda de Menorca.

#### ***6.3.4.1 Modelado de las interconexiones***

Las interconexiones con Mallorca se consideran grupos generadores equivalentes independientes.

La interconexión 2 tiene previsto entrar en funcionamiento en enero de 2013.

En la tabla 10 se muestra cómo se modelan estas interconexiones:

Años	Potencia instalada	
	Interconexión 1	Interconexión 2
2009	35 MW	
2010	35 MW	-
2011	35 MW	-
2012	35 MW	-
2013	45 MW	45 MW
2014	45 MW	45 MW
2015	45 MW	45 MW
2016	45 MW	45 MW
2017	45 MW	45 MW
2018	45 MW	45 MW
2019	45 MW	45 MW
2020	45 MW	45 MW

**Tabla 10. Modelado de las interconexiones en Menorca en 2009-2020**

#### ***6.3.4.2 Mantenimiento de las interconexiones***

El mantenimiento del enlace Mallorca-Menorca se estima que se realiza todos los años, del 1 al 15 de noviembre para el primer cable y del 16 al 30 de noviembre para el segundo cable, una vez puesto en servicio.

#### ***6.3.4.3 Tasa de fallo de las interconexiones***

Para el enlace ya existente Mallorca-Menorca, la tasa de fallo estimada es 0,3%, y para el nuevo enlace, el primer año es del 3%, y los siguientes años del 0,3%.

Las tasas de fallos se muestran en la tabla 11:

Años	Tasa de fallos (EFOR)	
	Interconexión 1	Interconexión 2
2009	0,3%	
2010	0,3%	-
2011	0,3%	-
2012	0,3%	-
2013	0,3%	3,0%
2014	0,3%	0,3%
2015	0,3%	0,3%
2016	0,3%	0,3%
2017	0,3%	0,3%
2018	0,3%	0,3%
2019	0,3%	0,3%
2020	0,3%	0,3%

**Tabla 11. Tasa de fallos de las interconexiones en Menorca en 2009-2020**

## **6.4 Estudio de cobertura determinista de la demanda en Menorca**

Para realizar un estudio completo de cobertura de demanda, se deben tener en cuenta los índices de cobertura determinista, ya que completan los resultados obtenidos mediante el método probabilista.

El método determinista realiza un análisis anual, sólo tiene en cuenta el momento de máxima demanda del sistema eléctrico, la punta de demanda, que se produce en el mes de agosto en todos los años del estudio.

Se consideran dos criterios deterministas, uno relativo a valores mínimos de potencia instalada y otro referente a valores máximos.

### **6.4.1 Criterio de potencia mínima instalada**

Este criterio indica que la potencia horaria disponible en el sistema, debe ser igual o superior a la suma de la demanda más 2 veces la potencia instalada del grupo mayor del equipo generador del sistema. Por lo que se considerará una reserva mínima de 67,4MW, ya que la potencia instalada del grupo mayor, MHON\_TG1, es 33,7MW.

Se considera déficit de potencia a la diferencia entre la potencia instalada y el valor de punta de demanda prevista incrementada por el valor de reserva mínima necesaria. Se tiene en cuenta este déficit para posteriores conclusiones.

Por lo que el Margen de Reserva (MR) debe ser mayor o igual a la reserva mínima que requiere el sistema.

En la tabla 12 se indica el déficit de potencia instalada previsto para los próximos años y la potencia total instalada que debería tener el equipo generador del sistema eléctrico de Menorca, que es la demanda punta más la reserva necesaria para asegurar la fiabilidad del sistema:

Déficit de potencia instalada según el criterio de reserva mínima					
AÑO	Potencia Instalada	Demanda punta	Reserva mínima	Punta + Reserva	Déficit potencia
2009	199 MW	131,0 MW	67,4 MW	198,4 MW	0 MW
2010	199 MW	136,5 MW	67,4 MW	203,9 MW	4,9 MW
2011	199 MW	146,9 MW	67,4 MW	214,3 MW	15,3 MW
2012	199 MW	158,3 MW	67,4 MW	225,7 MW	26,7 MW
2013	199 MW	166,7 MW	67,4 MW	234,1 MW	35,1 MW
2014	199 MW	177,1 MW	67,4 MW	244,5 MW	45,5 MW
2015	199 MW	183,6 MW	67,4 MW	251,0 MW	52,0 MW
2016	199 MW	190,4 MW	67,4 MW	257,8 MW	58,8 MW
2017	199 MW	197,3 MW	67,4 MW	264,7 MW	65,7 MW
2018	199 MW	204,4 MW	67,4 MW	271,8 MW	72,8 MW
2019	199 MW	211,7 MW	67,4 MW	279,1 MW	80,1 MW
2020	199 MW	219,3 MW	67,4 MW	286,7 MW	87,7 MW

Tabla 12. Déficit de potencia instalada según el criterio de reserva mínima en Menorca

Se puede comprobar que año tras año se necesita más potencia disponible en el sistema. Desde el año 2010 en adelante no se considera cubierta la reserva mínima de potencia instalada del sistema. Sería necesario instalar nuevos grupos generadores que cubran este déficit de potencia, según el método determinista.

#### 6.4.2 Criterio de potencia máxima instalada

Este criterio relativo a valores máximos, se basa en el Índice de Cobertura Máximo, que está regulado para los SEIEs y que en Menorca es de **1,8**.

El índice de cobertura (IC), se calcula anualmente y si supera el valor regulado, se considera que el sistema eléctrico estaría sobredimensionado, en lo referente a la generación. Por este motivo no es conveniente superarlo, ya que estando por encima del índice de cobertura se tiene un sobrecoste del sistema innecesario.

El IC tiene que ser mayor a 1 para que se considere que se cubre al menos la demanda eléctrica, pero es conveniente que su valor esté entre 1,1 y 1,5 según el sistema eléctrico.

Para calcularlo se utiliza la fórmula (1):

$$I.C(p.u) = \frac{\sum \text{Generación disponible}}{\text{Potencia máxima demandada}}$$

En la tabla 13 se muestran los índices de cobertura del periodo 2009-2020 considerando que el sistema está interconectado con Mallorca y también se ha calculado considerando que el sistema está aislado (no interconectado).

Evolución anual del Índice de Cobertura Determinista sin futuras instalaciones					
AÑO	Potencia Instalada	Potencia Interconexiones	Demanda punta	IC Interconectado	IC Aislado
2009	199 MW	35 MW	131,0 MW	1,79	1,52
2010	199 MW	35 MW	136,5 MW	1,71	1,46
2011	199 MW	35 MW	146,9 MW	1,59	1,35
2012	199 MW	35 MW	158,3 MW	1,48	1,26
2013	199 MW	90 MW	166,7 MW	1,73	1,19
2014	199 MW	90 MW	177,1 MW	1,63	1,12
2015	199 MW	90 MW	183,6 MW	1,57	1,08
2016	199 MW	90 MW	190,4 MW	1,52	1,05
2017	199 MW	90 MW	197,3 MW	1,46	1,01
2018	199 MW	90 MW	204,4 MW	1,41	0,97
2019	199 MW	90 MW	211,7 MW	1,37	0,94
2020	199 MW	90 MW	219,3 MW	1,32	0,91

**Tabla 13. Índices de cobertura deterministas anuales en Menorca en 2009-2020**

En el año 2013 comienza a funcionar la segunda interconexión Mallorca-Menorca, por lo que de un año a otro se dispondrá de 55 MW, ya que aumentará la potencia de funcionamiento y cada interconexión funcionará a una potencia de 45 MW. Esto hace que el IC aumente considerablemente.

Se puede observar que no se supera el índice de cobertura máximo en ninguno de los dos escenarios del estudio, por lo que no se considera que el sistema tenga más potencia instalada de la necesaria en el caso de que no se instalen nuevos grupos en los próximos años, pero como se ha analizado anteriormente, sí será necesario que aumente la potencia instalada en Menorca.

En ningún caso el IC es menor que 1, por lo que al menos se considera cubierta la demanda.

Una vez se propongan instalaciones futuras de nuevos grupos o nuevas interconexiones, será necesario comprobar de nuevo el IC, para que se compruebe que está dentro del rango adecuado.

## 6.5 Estudio de Cobertura Probabilista de Demanda en Menorca

### 6.5.1 Evolución anual de los índices probabilistas

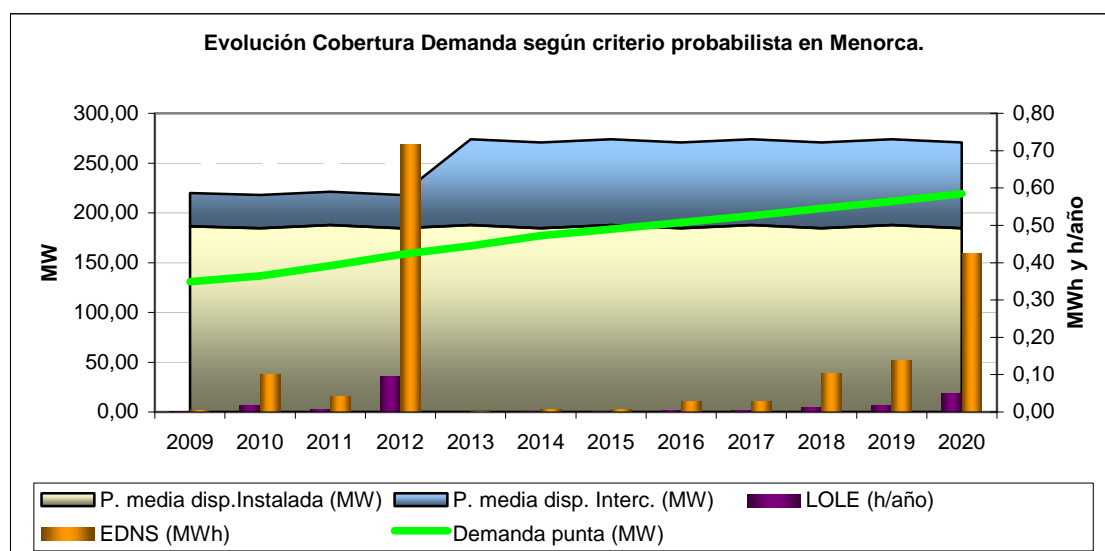
En la tabla 14 se muestra la evolución anual de los principales y más significativos índices de cobertura probabilista, que han sido calculados con la herramienta informática desarrollada.

Evolución anual de los índices de cobertura probabilista en Menorca										
AÑO	LOLE (h/año)	LOLP	EDNS (MWh)	LORE (h/año)	LORP	ERNS (MWh)	Demanda punta (MW)	PTMDI (MW)	PMDI (MW)	PMD (MW)
2009	0	0	0	3,58	0	33,05	131	220,09	33,54	186,55
2010	0,02	0	0,1	48,56	0,07	509,48	136,5	218,16	33,54	184,62
2011	0,01	0	0,04	24,64	0,03	232,27	146,88	221,22	33,54	187,68
2012	0,1	0	0,72	132,99	0,18	1561,77	158,33	218,13	33,54	184,59
2013	0	0	0	0,63	0	5,45	166,72	273,93	86,25	187,68
2014	0	0	0,01	3,26	0	30,34	177,06	270,87	86,25	184,62
2015	0	0	0,01	2,26	0	20,77	183,61	273,93	86,25	187,68
2016	0	0	0,03	7,64	0,01	74,72	190,41	270,84	86,25	184,59
2017	0	0	0,03	5,99	0,01	60,18	197,26	273,93	86,25	187,68
2018	0,01	0	0,1	20,59	0,03	197,22	204,36	270,87	86,25	184,62
2019	0,02	0	0,14	16,73	0,02	177,48	211,72	273,93	86,25	187,68
2020	0,05	0	0,43	47,18	0,06	527,94	219,34	270,84	86,25	184,59

PTMDI:Potencia Total Media Disponible ( generación + interconexiones). PMDI: Potencia Media Disponible de las Interconexiones. PMD: Potencia Media Disponible del equipo generador.

**Tabla 14. Índices de cobertura probabilistas anuales en Menorca en 2009-2020.**

En la figura 33 se muestra gráficamente la evolución de estos parámetros. El eje secundario hace la función de escala tanto para el EDNS como para el LOLE, que aunque son magnitudes con unidades de medida diferentes, el rango de valores en el que oscilan, es similar.



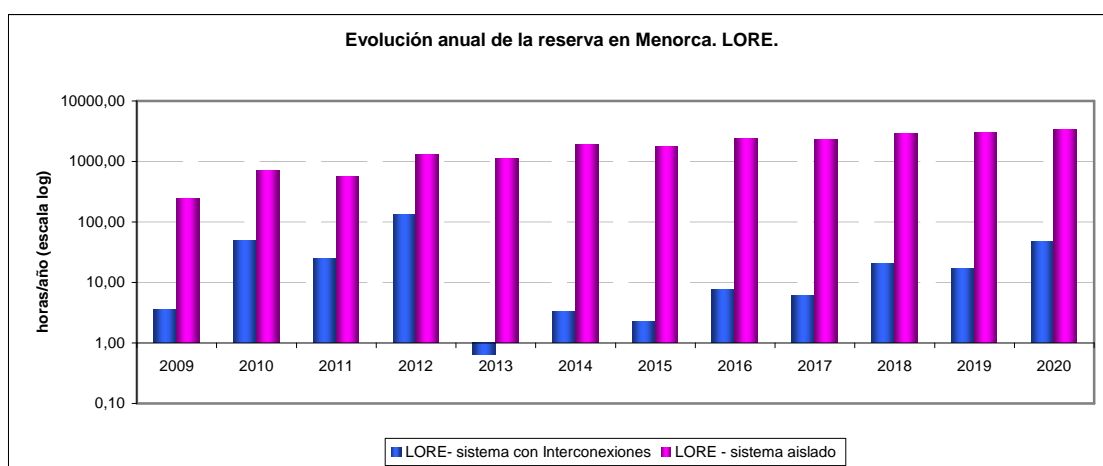
**Figura 33. Evolución de los índices de cobertura probabilistas anuales en Menorca en 2009-2020.**

El valor de referencia máximo de LOLE a partir del cual se considera que no se cubre la demanda es 2,4 horas al año. Por lo que se puede observar en la Tabla 9 y en la figura 18, el LOLE en ningún momento supera este valor, ya que alcanza su máximo valor, 0,1h/año, en el año 2012. Debido a lo anterior, se considera que no es necesaria la instalación de ningún nuevo grupo generador para garantizar la cobertura de la demanda del sistema eléctrico de Menorca en los próximos años.

Pero se observa, que en el 2012 el valor del índice EDNS es muy elevado, algo que se soluciona al año siguiente, en el 2013, debido a que entra en funcionamiento la nueva interconexión con Mallorca.

### **Reserva mínima:**

En la Figura 34 se observa la evolución del LORE, que indica la cantidad de horas al año, que no se cubre la reserva mínima establecida, que como se ha indicado con anterioridad, es de 67,4MW, el doble de la potencia del grupo generador de mayor potencia instalada.



**Figura 34. Evolución anual del índice de reserva LOLE (horas/años)**

Puesto que el LOLE es un índice de cobertura que no está regulado, no se puede indicar tras analizar el gráfico anterior, que no se cubra la reserva mínima, aunque sí se puede observar que este índice disminuye a partir de que comienza a funcionar la nueva interconexión con Mallorca.

Se analiza también el LOLE para el sistema eléctrico insular de Menorca en el caso de no tener interconexiones para comparar ambos escenarios. De este modo, se comprueba que las interconexiones son muy importantes, ya que al igual que ocurre con el LOLE, también disminuyen el valor del LOLE, por lo que se asegura que garantizan una mayor fiabilidad del sistema.



### 6.5.2 Evolución mensual de los índices probabilistas

En la tabla 15 se muestra la evolución mensual del LOLE durante el periodo 2009-2020:

Evolución mensual del LOLE en Menorca (horas/mes)												
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Enero	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Febrero	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Marzo	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Abril	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Mayo	0,00	<b>0,01</b>	0,00	<b>0,06</b>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	<b>0,01</b>
Junio	0,00	0,00	0,00	<b>0,02</b>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Julio	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Agosto	0,00	0,00	0,00	<b>0,02</b>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	<b>0,01</b>	<b>0,01</b>	<b>0,03</b>
Septiembre	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Octubre	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Noviembre	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Diciembre	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

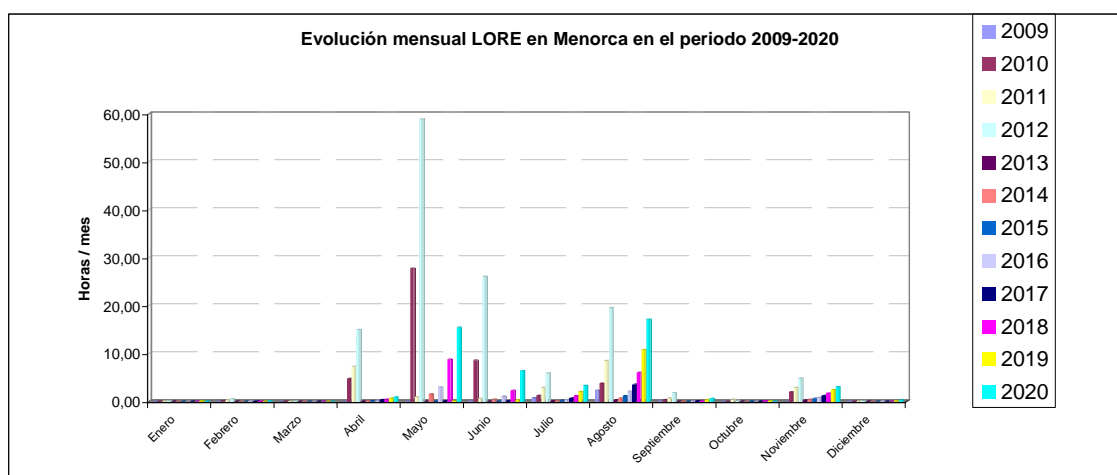
**Tabla 15. Evolución mensual del LOLE en Menorca durante el periodo 2009-2020**

De los resultados de la tabla 15, se observa que en ningún mes de ningún año se supera el valor máximo de referencia del LOLE de 0,2 horas/mes. Por lo que no se considera necesario la instalación de un nuevo grupo generador, tal y como se ha concluido tras analizar la evolución anual de este mismo índice de cobertura.

### Reserva mínima:

Se analiza mensualmente la evolución del LOLE, ya que en el caso de ser necesario instalar nuevos grupos generadores, es conveniente determinar qué meses son los más adecuados para realizar estas instalaciones.

En la figura 35 se muestra la evolución mensual del LOLE durante el periodo 2009-2020 considerando la existencia de las interconexiones:



**Figura 35. Evolución mensual LOLE en Menorca en el periodo 2009-2020**

En la normativa vigente no se establece un umbral de LORE que permita determinar la idoneidad del mismo. Hasta que se defina el criterio anterior, atendiendo a lo establecido en el P.O.1 SEIE, para cumplir con los requerimientos de reserva, será relevante el criterio determinista de fiabilidad del sistema.

En el gráfico anterior se observa que los meses que van desde abril a agosto, el LORE alcanza valores mayores, por lo que, en la medida de lo posible, si es necesario incorporar nuevos grupos al equipo generador del sistema, se evitará que entren en funcionamiento en tales meses, y también se intentará que los mantenimientos de los grupos no se realicen en estos meses.

## 7. ANÁLISIS DE RESULTADOS Y CONCLUSIONES

### 7.1 Introducción

En este capítulo se analiza los resultados obtenidos en los diferentes escenarios de estudio. A continuación, se exponen las conclusiones obtenidas, considerando principalmente los índices de cobertura probabilistas, ya que es un estudio más realista del sistema eléctrico, aunque los resultados obtenidos en el estudio determinista son complementarios.

### 7.2 Análisis de resultados

#### 7.2.1 Análisis determinista

En lo referente a la reserva mínima necesaria, sí es necesaria la instalación de nuevos grupos generadores para garantizar que se cubra esta reserva.

En la tabla 12 se ha indicado el déficit de potencia existente. Si se cubre este déficit de potencia con la instalación de nuevas centrales o nuevas interconexiones se consideraría cubierta la reserva mínima, pero sería necesario comprobar que no se supere el índice de cobertura (IC) máximo de 1,8.

Se analiza el sistema interconectado y aislado, para ver cómo afectan las interconexiones en el índice de cobertura del sistema eléctrico. En la tabla 16 se muestra el valor que tendría el IC si se cubriese el déficit:

Evolución anual del Índice de Cobertura Determinista sin futuras instalaciones					
AÑO	Potencia Instalada	Potencia Interconexiones	Demanda punta	IC Interconectado	IC Aislado
2009	199 MW	35 MW	131,0 MW	1,79	1,52
2010	204 MW	35 MW	136,5 MW	1,75	1,49
2011	214 MW	35 MW	146,9 MW	1,70	1,46
2012	226 MW	35 MW	158,3 MW	1,65	1,43
2013	234 MW	90 MW	166,7 MW	1,94	1,40
2014	245 MW	90 MW	177,1 MW	1,89	1,38
2015	251 MW	90 MW	183,6 MW	1,86	1,37
2016	258 MW	90 MW	190,4 MW	1,83	1,35
2017	265 MW	90 MW	197,3 MW	1,80	1,34
2018	272 MW	90 MW	204,4 MW	1,77	1,33
2019	279 MW	90 MW	211,7 MW	1,74	1,32
2020	287 MW	90 MW	219,3 MW	1,72	1,31

Tabla 16. IC considerada cubierta la demanda y reserva en Menorca durante el periodo 2009-2020

El IC más bajo registrado teniendo en cuenta las interconexiones es 1,65, y sin tenerlas en cuenta 1,31. En ambos casos, este IC no baja de un 1, por lo que se considera asegurada la cobertura de la demanda.

Si se consideran las interconexiones, se comprueba que desde el año 2013 al 2016 ambos incluidos se supera el límite del IC máximo, por lo que se considera que en estos años el sistema está sobredimensionado en generación.

Si no se tienen en cuenta las interconexiones, no se supera en ningún año el límite del IC máximo.

### **7.2.2 Análisis probabilista**

Con el análisis probabilista se analiza si se cubre la demanda eléctrica del sistema, y tras analizar los valores del LOLE, que es el índice de referencia en el estudio de la fiabilidad de un sistema eléctrico, se comprueba que en ningún año se supera el valor máximo de 1 día en 10 años. Por este motivo, no se considera necesaria la instalación de nuevos grupos generadores.

Existen otros índices de cobertura probabilista, que hacen referencia a la reserva disponible del sistema, y uno de ellos es el LORE. No existe ningún valor máximo regulado para este índice, por lo cual, no se puede establecer con seguridad si es necesaria más generación para cubrir la reserva mínima necesaria. Por este motivo, se realiza también el análisis determinista, que aún siendo menos realista, proporciona una información necesaria para el estudio de fiabilidad del sistema.

Tras analizar el LOLE, EDNS y el LORE, el año en el que se produce mayor probabilidad de energía no suministrada es en el 2012, aún así, no se considera que en el sistema no se cubra correctamente la demanda eléctrica.

## **7.3 Soluciones posibles**

Como se ha indicado en el anterior apartado, no es necesaria la instalación de nuevos grupos generadores ni nuevas interconexiones para garantizar el suministro de demanda tras analizar los valores del LOLE que se alcanzan, pero como también es necesario garantizar una reserva mínima, sí será necesaria la instalación de nuevos grupos de generación o de nuevas interconexiones.

A continuación se analizan las posibilidades de cubrir este déficit de potencia con centrales de distintas tecnologías, teniendo siempre en cuenta los beneficios para el medioambiente que suponen las energías renovables:

### **Centrales termoeléctricas:**

- **Turbina a vapor:** Es posible la instalación de grupos de motores fuel-oil, como los que existen actualmente. La biomasa también es una opción, pero sería necesario conocer qué productos se podrían utilizar como materia prima de los disponibles en la isla.
- **Ciclo combinado:** Puesto que se puede transportar el gas mediante barcos y que en los próximos años se va a construir un gasoducto a Menorca, se puede estudiar la posibilidad de la instalación de este tipo de centrales.
- **Cogeneración:** Si se instala una central termoeléctrica, se podría utilizar este tipo de tecnología, de tal forma que el aprovechamiento de la energía fuese mucho mayor.

**Plantas eólicas:** Es posible su instalación puesto que los aerogeneradores pueden producir una cantidad considerable de energía y en la zona norte de la isla suele haber fuertes vientos. Proporcionaría un aumento de la autonomía energética de Menorca, pero existen dudas sobre la compatibilización de los impactos paisajísticos de los parques con el concepto de Isla Reserva de la Biosfera.

**Grupos electrógenos:** Se podrían adquirir para asegurar el suministro de energía en el caso de que ocurriese algún disparo ocasional.

Por último, se ha de indicar la posibilidad de la nueva construcción de interconexiones con Mallorca. Las interconexiones proporcionan más potencia disponible y además ayudan a mantener constante la frecuencia del sistema frente a indisponibilidades.

Para decidir entre construir nuevas interconexiones o la implantación de nuevas centrales, el factor económico es determinante, aunque el factor medioambiental tiene un gran peso.

La diversificación de fuentes energéticas, el ahorro, considerado como la reducción de consumos innecesarios y la racionalización del consumo, como la utilización del vector energético más eficiente y más adecuado para cada utilización, son los factores clave para la consecución del objetivo de desarrollo sostenible en términos energéticos. Y para garantizar todo ello, es necesario el conocimiento, seguimiento, control y gestión de los diversos parámetros que determinan el contexto energético de Menorca.

## **7.4 Conclusiones**

Con este estudio se han conseguido los objetivos indicados en el apartado 2 del proyecto. Se analizan a continuación:

1. Con este proyecto se ha conocido la parte de la planificación a largo plazo de los sistemas eléctricos, una labor muy importante que realiza el Operador del Sistema (OS). Se han analizado datos históricos y datos técnicos de grupos generadores.
2. Con el análisis de distintos métodos de evaluación de la cobertura de la demanda de energía eléctrica y el cálculo de los índices de cobertura, se ha conseguido un aprendizaje sobre: los indicadores de fiabilidad, las metodologías de cobertura y las tecnologías de generación.
3. Se ha desarrollado una herramienta informática de cálculo, para facilitar la obtención de resultados del estudio realizado. Esta ha sido la parte más complicada, puesto que no se disponía de conocimientos previos de este lenguaje de programación, y ha sido necesario su aprendizaje. Su realización ha comprendido la mitad del tiempo de dedicación al presente proyecto, ya que la solución de un pequeño error puede tardar incluso más de 1 día.
4. Se ha particularizado el estudio de la cobertura para un sistema eléctrico, el de Menorca, por lo que se ha analizado este sistema eléctrico, se han utilizado las metodologías de cobertura aprendidas, la herramienta informática desarrollada y los índices de cobertura más importantes. De este modo se ha conseguido llegar a una conclusión sobre si se cubre la demanda y la reserva mínima en los siguientes años, y si no se cubre, cuáles son las soluciones posibles.

## **8. REFERENCIAS**

Las fechas indicadas corresponden a la fecha de la última consulta de la página web o a la fecha de su publicación.

- [1] Red Eléctrica de España, [www.ree.es](http://www.ree.es) (consultado en octubre de 2009).
- [2] Rafael Alejo García-Mauricio, “*Centrales Eléctricas*”, <http://thales.cica.es> (consultado en septiembre de 2009).
- [3] Asociación Española de la Industria Eléctrica, “*Funcionamiento de las Centrales Eléctricas*”, [www.unesa.es](http://www.unesa.es) (consultado en septiembre de 2009)
- [4] Agustín Maure, “*Energía, Industria y Sociedad. El punto de vista de la energía*”, Red Eléctrica de España (publicado en mayo de 2007).
- [5] Javier Alonso Martínez, “*Generación de electricidad mediante carbón: el reto del CO<sub>2</sub>*”, Universidad de Alicante (publicado en julio de 2007)
- [6] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, [www.mityc.es/energía](http://www.mityc.es/energía) (consultado en diciembre del 2009).
- [7] Instituto de Diversificación de la Energía, [www.idae.es](http://www.idae.es) (consultado en octubre de 2009)
- [8] Jose Luis Torá, “*Las centrales nucleares*”, ICAI (publicado en diciembre de 2005)
- [9] “*Cogeneración*”, [www.inerco.es](http://www.inerco.es) (consultado en octubre de 2009)
- [10] Web pública de ESIOS, [www.esios.ree.es](http://www.esios.ree.es) (consultado en octubre de 2009)
- [11] “*Understanding Demand*”, [www.txu.com](http://www.txu.com) (consultado en octubre de 2009)
- [12] Jose Antonio González Alastrué, “*Aspectos estocásticos en la coordinación hidrotérmica a largo plazo*”, Universidad Politécnica de Catalunya (publicado en diciembre de 1997)
- [13] Javier de Quinto, “*La planificación de la red de transporte eléctrico en un entorno competitivo*”. Universidad San Pablo-CEU, Red Eléctrica de España (consultado en enero del 2009).
- [14] Mariano Ventosa y Andrés Ramos, “*Modelos de Sistemas de Energía Eléctrica- Índices, medidas y modelos de fiabilidad*”, Universidad Pontificia de Comillas (consultado en diciembre del 2008).
- [15] [www.menorcainforma.com](http://www.menorcainforma.com), (consultado en noviembre de 2009).

[16] Margalida María Ramís Sastre , “*El contexto energético de la Reserva de la Biosfera de Menorca*”, Agencia de energía de Menorca, Consejo Insular de Menorca. Consultado en [www.unescoeh.org](http://www.unescoeh.org) (noviembre de 2009).

[17] Enagás, [www.enagas.es](http://www.enagas.es) (diciembre de 2009).



## **Anexo 1. Programas realizados para la herramienta COPRODE**

### **1) Macro “ordenar demanda”:**

```
Sub OrdenarDemanda()  
,  
' OrdenarDemanda Macro  
' Macro grabada el 05/08/2009 por Beatriz Marín Jorge  
,  
    Sheets("CÁLCULOS").Select  
    Range("C3").Select  
    Range(Selection, Selection.End(xlDown)).Select  
    Selection.ClearContents  
    Sheets("INICIO").Select  
    Range("M107").Select  
    Range(Selection, Selection.End(xlDown)).Select  
    Selection.Copy  
    Sheets("CÁLCULOS").Select  
    Range("C3").Select  
    Selection.PasteSpecial Paste:=xlPasteValues, Operation:=xlNone, SkipBlanks _  
        :=False, Transpose:=False  
    Sheets("INICIO").Select  
  
    Range("P103").Select  
End Sub
```

### **2) Macro “ordenar potencias”:**

```
Sub Ordenar_Potencia()  
,  
' OrdenarPotencias1 Macro  
' Macro grabada el 13/04/2009 por Beatriz Marín Jorge  
,  
  
    'Borra el contenido anterior  
    Sheets("CÁLCULOS").Select  
    Range("E3:Q65536").Select  
    Selection.ClearContents  
  
    'Pega la potencia instalada sin tener en cuenta fecha inicio y fin  
    Sheets("INICIO").Select  
    Range("AV107:AV119").Select  
    Selection.Copy  
    Sheets("CÁLCULOS").Select  
    Range("E3").Select  
    Selection.PasteSpecial Paste:=xlPasteValues, Operation:=xlNone, SkipBlanks _  
        :=False, Transpose:=True  
    Application.CutCopyMode = False
```

```

Selection.AutoFill Destination:=Range("E3:Q65536")

Sheets("INICIO").Select
Range("AZ103").Select

End Sub

```

### 3) Macro “ordenar EFOR”:

```

Sub Ordenar_EFOR()
'
' Ordenar_EFOR Macro
' Macro grabada el 15/07/2009 por Beatriz Marín Jorge
' Borra el contenido anterior

Sheets("CÁLCULOS").Select
Range("T3:AF65536").Select
Selection.ClearContents

'Pega la tasa de fallos sin tener en cuenta fecha inicio y fin
Sheets("INICIO").Select
Range("AW107:AW119").Select
Selection.Copy
Sheets("CÁLCULOS").Select
Range("T3").Select
Selection.PasteSpecial Paste:=xlPasteValues, Operation:=xlNone, SkipBlanks _
:=False, Transpose:=True
Application.CutCopyMode = False
Selection.AutoFill Destination:=Range("T3:AF65536")

Sheets("INICIO").Select
Range("AZ103").Select

End Sub

```

### 4) Macro “periodo\_funcionamiento”:

```

sub Periodo_funcionamiento()

' Macro grabada el 13/04/2009 por Beatriz Marín Jorge
'Declaración variables

Dim fecha_on, fecha_off, fecha_inicio, fecha_fin, fecha As Date
Dim x, y, i, k As Integer

fecha_inicio = Worksheets("INICIO").Cells(26, 4).Value
fecha_fin = Worksheets("INICIO").Cells(26, 5).Value

```

```
y = 20
i = 107
x = 3
k = 5
```

```
Do Until Worksheets("INICIO").Cells(i, 50).Value = ""
```

```
    fecha = fecha_inicio
    fecha_on = Worksheets("INICIO").Cells(i, 50).Value
    fecha_off = Worksheets("INICIO").Cells(i, 51).Value
```

```
'Fecha de inicio
If fecha_on <> fecha_inicio Then
    x = 3
```

```
Do Until fecha > fecha_on - 1
```

```
    Worksheets("CÁLCULOS").Cells(x, y).Value = 1
    Worksheets("CÁLCULOS").Cells(x, k).Value = 0
    x = x + 1
    fecha = Worksheets("CÁLCULOS").Cells(x, 1).Value
Loop
```

```
End If
```

```
If fecha_off <> fecha_fin Then
```

```
Do Until Worksheets("CÁLCULOS").Cells(x, 1).Value = ""
```

```
    fecha = Worksheets("CÁLCULOS").Cells(x, 1).Value
```

```
    If fecha >= fecha_off Then
        Worksheets("CÁLCULOS").Cells(x, y).Value = 0
        Worksheets("CÁLCULOS").Cells(x, k).Value = 0
        x = x + 1
```

```
    Else
        x = x + 1
    End If
```

```
Loop
End If
```

```
y = y + 1
i = i + 1
k = k + 1
```

```
Loop
```

```
End Sub
```

### 5) Macro “mantenimientos”:

```
Sub Mantenimientos()  
,  
' Mantenimientos Macro  
Dim i, j, k, x, y, z, a As Integer  
,  
i = 107  
j = 53  
k = 54  
  
x = 3  
y = 5  
z = 20  
  
a = 0  
  
Do Until Worksheets("INICIO").Cells(i, 48).Value = ""  
  
    Do Until Worksheets("CÁLCULOS").Cells(x, 1).Value = ""  
  
        If Worksheets("INICIO").Cells(i, j).Value = Worksheets("CÁLCULOS").Cells(x,  
1).Value Then  
  
            Do Until a = Cells(i, 54).Value * 24  
  
                Worksheets("CÁLCULOS").Cells(x, y) = 0  
                Worksheets("CÁLCULOS").Cells(x, z) = 1  
                a = a + 1  
                x = x + 1  
            Loop  
  
        Else  
            x = x + 24  
  
        End If  
  
    Loop  
  
    i = i + 1  
  
    x = 3  
    y = y + 1  
    z = z + 1  
  
    a = 0
```

Loop

End Sub

## **6) Macro “cálculos”:**

Sub Calculos()

,

' Calculos Macro

' Macro grabada el 27/04/2009 por Beatriz Marín Jorge

Sheets("CÁLCULOS").Select

'Declaración de variables

Dim demanda, i, reserva\_min, fila\_estados, columna\_estados, estados, numero\_grupos  
As Integer

Dim columna\_potencia, columna\_probabilidad As Integer

Dim G As Double

Dim E As Double

Dim potencia\_estado, probabilidad\_estado, EDNS\_estado, ERNS\_estado As Double

Dim potencia, probabilidad, LOLP, EDNS, LORP, ERNS As Double

'Inicialización de variables

demanda = Cells(3, 3).Value

estados = 1

i = 3

LOLP = 0

EDNS = 0

LORP = 0

ERNS = 0

reserva\_min = Worksheets("INICIO").Cells(106, 71).Value

numero\_grupos = Worksheets("INICIO").Cells(120, 48).Value

'Establecer el número de estados posibles del sistema

Do Until numero\_grupos = 0

estados = 2 \* estados

numero\_grupos = numero\_grupos - 1

Loop

'Condición de analizar todos los periodos donde exista demanda

Do Until demanda = ""

demanda = Cells(i, 3).Value

numero\_grupos = Worksheets("INICIO").Cells(120, 48).Value

fila\_estados = 3

```

columna_estados = 47
columna_potencia = 5
columna_probabilidad = 20
potencia_estado = 0
probabilidad_estado = 1

```

```

'Condición de recorrer los estados posibles de cada periodo
Do Until fila_estados = estados + 3

```

```

'Condición de recorrer cada estado
Do Until columna_estados = 47 - numero_grupos

```

```

    If Cells(fila_estados, columna_estados).Value = 1 Then
        G = Cells(i, columna_potencia).Value
        E = 1 - Cells(i, columna_probabilidad).Value
    Else
        G = 0
        E = Cells(i, columna_probabilidad).Value
    End If

```

```

potencia_estado = potencia_estado + G
probabilidad_estado = probabilidad_estado * E

```

```

columna_estados = columna_estados - 1
columna_potencia = columna_potencia + 1
columna_probabilidad = columna_probabilidad + 1

```

```

'Final de recorrer un estado
Loop

```

```

' Otros índices de cobertura
EDNS_estado = (demanda - potencia_estado) * probabilidad_estado
ERNS_estado = (reserva_min + demanda - potencia_estado) * probabilidad_estado

```

```

'Análisis de cobertura
If potencia_estado < demanda Then
    LOLP = LOLP + probabilidad_estado
    EDNS = EDNS + EDNS_estado
    LORP = LORP
    ERNS = ERNS
Else
    LOLP = LOLP
    EDNS = EDNS

```

```

    If potencia_estado - demanda < reserva_min Then
        LORP = LORP + probabilidad_estado
        ERNS = ERNS + ERNS_estado
    Else

```

```

        LORP = LORP
        ERNS = ERNS
    End If

End If

fila_estados = fila_estados + 1
potencia_estado = 0
probabilidad_estado = 1
columna_estados = 47
columna_potencia = 5
columna_probabilidad = 20

'Final de recorrer todos los estados posibles
Loop

Cells(i, 49).Value = LOLP
Cells(i, 50).Value = EDNS
Cells(i, 51).Value = LORP
Cells(i, 52).Value = ERNS

'Actualización de contadores y paso al siguiente periodo
i = i + 1
fila_estados = 3

LOLP = 0
EDNS = 0
LORP = 0
ERNS = 0

'Final de recorrer todos los periodos posibles
Loop

Sheets("INICIO").Select
Range("A1").Select

Sheets("RESULTADOS").Select
Range("A1").Select

End Sub

```

# Anexo 2. Mapa eléctrico del sistema eléctrico balear

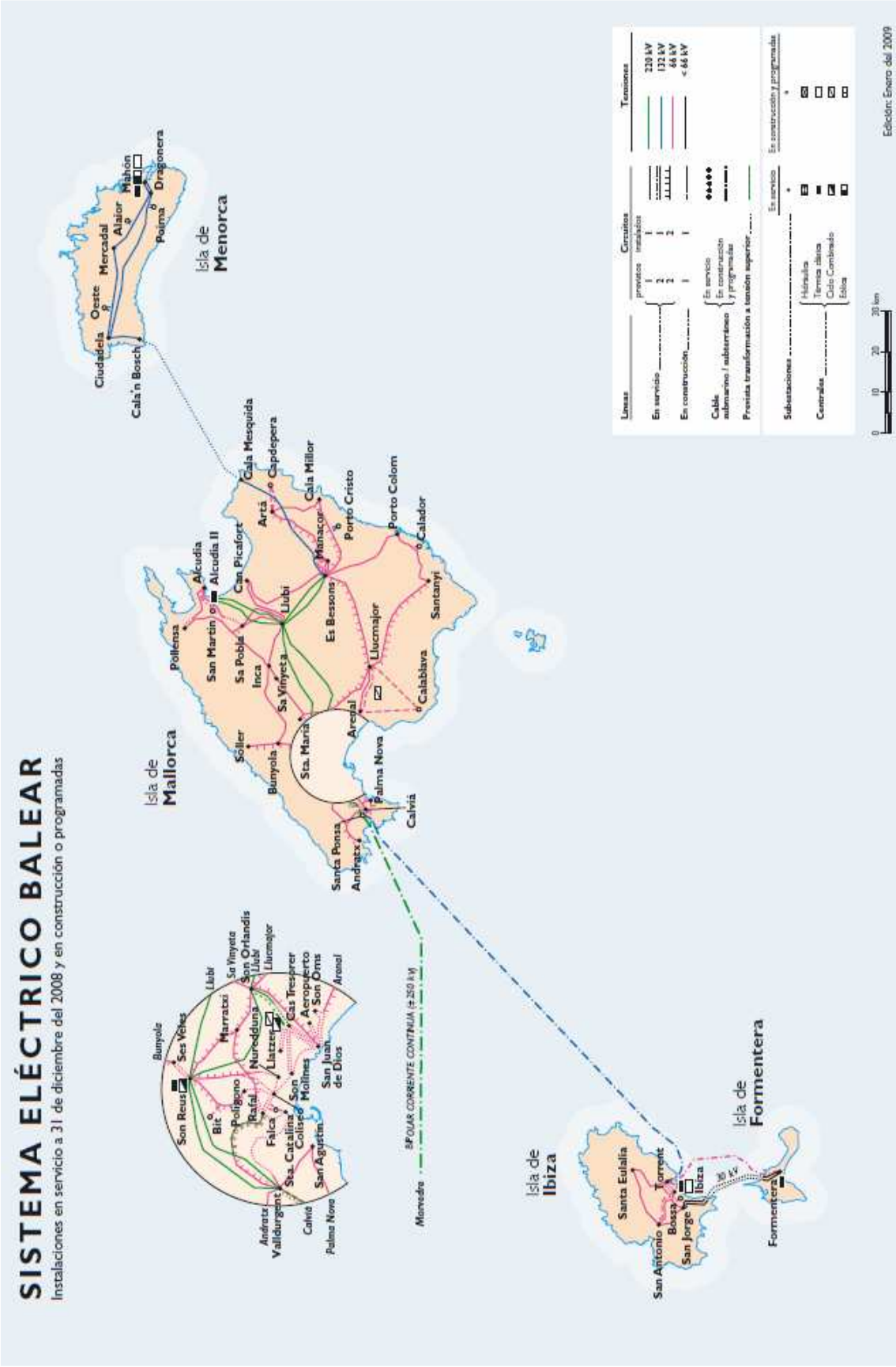


Figura 36. Mapa eléctrico de las Islas Baleares en Enero del 2009 (REE) [1]



### Anexo 3. Leyenda del mapa eléctrico de Menorca

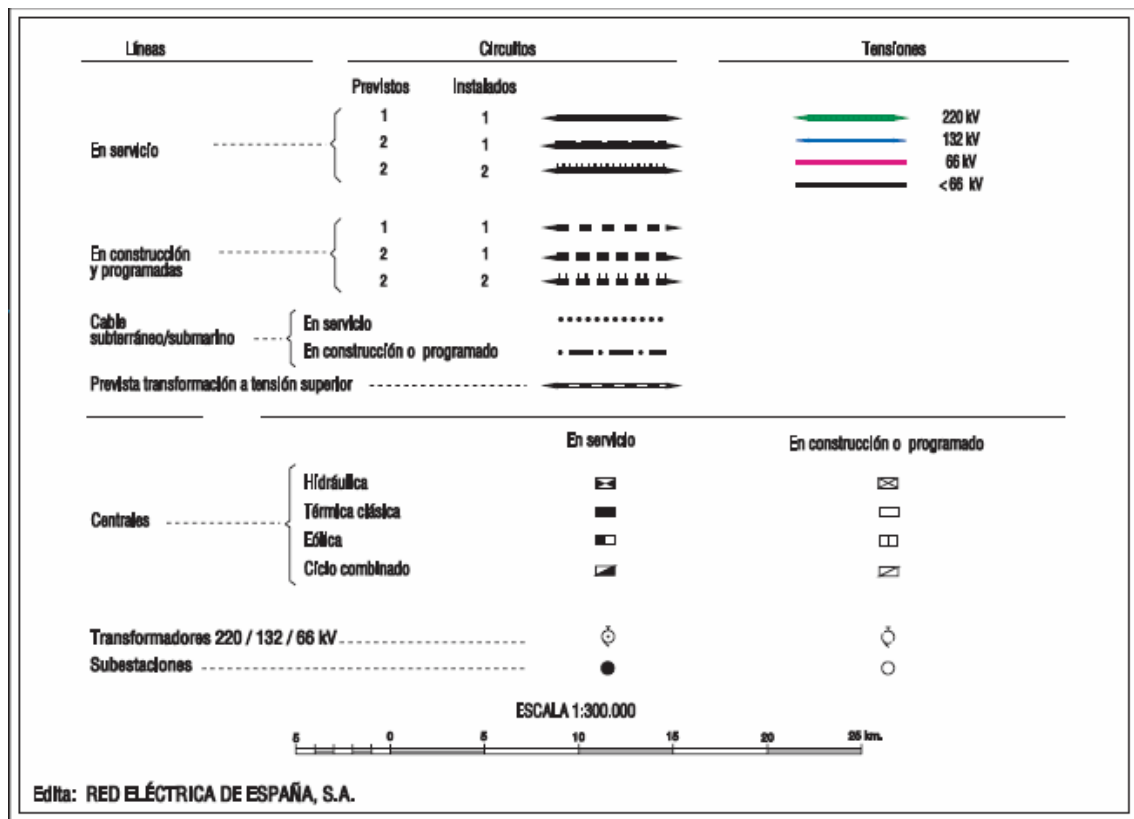


Figura 37. Leyenda del mapa eléctrico de Menorca (REE) [1]